

---

# Regeldynamik konventioneller Kraftwerke im Kontext veränderter Erzeugungsstrukturen

*Control Dynamics of Conventional Power Plants in the Context of Changing Energy Supply Structures*

Vom Fachbereich 18 (Elektrotechnik und Informationstechnik) der  
Technischen Universität Darmstadt

zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation von

**Dipl.-Ing. Henning Zimmer**  
geboren am 04.06.1984 in Berlin-Neukölln.

Referentin:  
Korreferent:

Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson  
Prof. Dr.-Ing. habil. István Erlich

Tag der Einreichung:  
Tag der mündlichen Prüfung:

28.04.2017  
04.07.2017

D17 - Darmstadt 2017

---



---

# Vorwort und Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien (E5) der Technischen Universität Darmstadt.

Herzlich bedanken möchte ich mich bei Frau Prof. Dr.-Ing. Hanson für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit und die Freiheiten, die mir in der Ausgestaltung der Thematik gewährt wurden. Die Mitarbeit in einem jungen Fachgebiet ermöglichte mir neben der reinen Promotionstätigkeit einen eindrucksvollen Einblick in die Entstehung von Lehrveranstaltungen und Forschungsgebieten. Herrn Prof. Dr.-Ing. István Erlich danke ich für die freundliche Übernahme des Korreferats und das der Arbeit entgegengebrachte Interesse.

Großer Dank gebührt meinen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen des Fachgebiets E5. Die sehr angenehme Arbeitsatmosphäre und der freundschaftliche Umgang im Kollegenkreis auch abseits der Universität trugen wesentlich zur Motivation bei. Der rege wissenschaftliche Austausch auf den verschiedensten Gebieten der elektrischen Energieversorgung ermöglichte zudem nicht selten eine neue Sichtweise auf die eigenen Forschungsfragen.

Im Zusammenhang mit dieser Dissertation wurden zahlreiche Abschlussarbeiten verfasst. Die hier geleisteten Vorarbeiten bildeten unter anderem die Grundlage für die untersuchten Forschungsfragen. Den beteiligten Studentinnen und Studenten möchte ich daher ebenfalls herzlich danken.

Meinen Eltern danke ich dafür, mir mein Studium ermöglicht zu haben und für ihre Ruhe und Gelassenheit, die den Weg meiner Ausbildung zu meinem eigenen werden ließ. Meiner Familie und meinem Freundeskreis, insbesondere jedoch meiner Frau, meinen Kindern, Eltern und Schwiegereltern danke ich besonders für den wertvollen Ausgleich und notwendigen Abstand zur wissenschaftlichen Arbeit. Die erfolgreiche Fertigstellung ist auch ihr Verdienst.

Kelkheim, im Juli 2017

Henning Zimmer



---

# Erklärung laut §9 PromO

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Dissertation allein und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur verfasst habe. Die Arbeit hat bisher noch nicht zu Prüfungszwecken gedient.

Kelkheim, den 28.04.2017

Henning Zimmer



---

# Kurzfassung

Der konventionelle Kraftwerkspark in Europa wird sich aufgrund der ansteigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Reduktion der Volllaststunden konventioneller Kraftwerke zukünftig erheblich verkleinern. Konventionelle Kraftwerke leisten jedoch nach wie vor einen wesentlichen Beitrag zu Frequenz- und Spannungsregelung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz. Vor dem Hintergrund einer sukzessiven Verkleinerung des Kraftwerksparks werden im Rahmen dieser Dissertation Untersuchungen zur zukünftigen transienten Frequenz- und Spannungsstabilität bei veränderter Erzeugungsstruktur vorgestellt.

Die Frequenzstabilität wird mit Hilfe eines vereinfachten dynamischen europäischen Netzmodells untersucht. Gegenstand der Untersuchungen sind die Auswirkungen der Visionen des ENTSO-E Ten Year Network Development Plans 2016 für das Jahr 2030 auf die Primärregelung der Netzfrequenz in Situationen niedriger Residuallast mit geringer Anzahl netzgekoppelter konventioneller Kraftwerke. Ziel ist es abzuschätzen, inwiefern in naher Zukunft ENTSO-E Grenzwerte der Netzfrequenz verletzt werden könnten und ob ein frequenzstabiles Ausregeln eines 3-GW-Erzeugungsausfalls im zukünftigen kontinentaleuropäischen Verbundnetz noch möglich ist. Im Zuge dessen werden auch die zukünftigen Anforderungen an ein primärregelndes Einzelkraftwerk analysiert. Ebenfalls werden die Auswirkungen der Bereitstellung eines Teils der Primärregelleistung durch umrichter gespeiste Anlagen auf die Netzfrequenz im Störfall beleuchtet.

Die Spannungsregelung konventioneller Kraftwerke betreffend wird in dieser Arbeit ein Optimierungsalgorithmus zur Parameterauslegung eines PID-Spannungsreglers vorgestellt, der bei gleichbleibendem Erregersystem zu einem verbesserten transienten Spannungsverhalten eines Kraftwerksblocks infolge symmetrischer Störungen führt. Bei einer verringerten Anzahl konventioneller Kraftwerke im System kann so die spannungsstützende Funktion der verbleibenden Kraftwerke möglichst optimal genutzt werden. Die Spannungsregleroptimierung wird sowohl in einem einfachen Ein-Generator-Modell als auch in einem vermaschten Übertragungsnetzmodell für verschiedene Erregersysteme verifiziert. Der Einfluss einer veränderten Erzeugungsstruktur auf die transiente Spannungsstabilität und die damit einhergehenden Möglichkeiten durch Spannungsregleroptimierung werden mit Hilfe eines einfachen dynamischen Windparkmodells im vermaschten Übertragungsnetzmodell erarbeitet.

---

# Abstract

Due to the increased electrical power supply from renewable energy sources and the corresponding reduction of full load hours of conventional power plants, the number of conventional power plants in the european power system will decrease continuously in the future. However, conventional power plants still play a major role in the frequency and voltage control schemes of the synchronously operated continental european interconnected power systems. The investigations of this dissertation focus on the future role of conventional power plants in transient voltage and frequency stability within a changed electrical power supply structure.

Frequency stability is investigated using a simplified dynamic grid model of the continental european interconnected power system. The visions for 2030 of the ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016 are tested for their frequency behavior during critical situations such as low residual load with reduced number of grid-connected conventional power plants. The objective of these investigations is to determine, if frequency boundaries of the ENTSO-E could be violated in the near future and if frequency stability of the future continental european power system can be assured for a 3 GW power supply outage. Future demands that have to be met by a single conventional power plant taking part in primary frequency control are also part of the frequency investigations. Additionally, the influence of primary control power contribution of rectifier driven power supply units on frequency stability is investigated.

To improve transient voltage stability this thesis focuses on an optimization algorithm to define PID-parameters for automatic voltage regulators of excitation systems of conventional power plants. Optimzation is done according to support different symmetrical disturbances like short-circuit- or load-step-incidents. The objective is to achieve sufficient transient voltage stability for a decreased number of conventional power plants. The optimization algorithm is verified for different types of excitation systems and disturbances within a simple single-generator-system and a meshed extra high voltage transmission system. The influence of a changed power supply structure on transient voltage stability and the corresponding opportunities of voltage regulator optimization are investigated using a simple dynamic wind farm model within the meshed transmission system model.



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>ix</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>xvii</b>
<b>Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Aktuelle Situation der Stromerzeugung	2
1.2 Motivation	5
1.3 Zielsetzung	6
1.4 Aufbau der Arbeit	8
<b>2 Grundlagen konventioneller Kraftwerke</b>	<b>11</b>
2.1 Dampfturbinenkraftwerke	11
2.2 Gasturbinenkraftwerke	21
2.3 Gas- und Dampfkraftwerke	23
2.4 Wasserkraftwerke	24
2.5 Fahrweise eines Kraftwerksparks	28
2.6 Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa	40
<b>3 Grundlagen der Frequenz- und Spannungsstabilität</b>	<b>43</b>
3.1 Transiente Frequenzstabilität	45
3.2 Transiente Spannungsstabilität	50
<b>4 Dynamische Modellierung konventioneller Kraftwerke</b>	<b>57</b>
4.1 Der Synchrongenerator	58
4.2 Der Spannungsregler	63
4.3 Der Turbinenregler	70
<b>5 Zukünftige Primärregelung der Netzfrequenz</b>	<b>77</b>
5.1 Das vereinfachte europäische Netzmodell	77

5.2	Untersuchungsszenarien	87
5.3	Untersuchungsergebnisse	105
<b>6</b>	<b>Optimierte Spannungsregelung</b>	<b>123</b>
6.1	Partikelschwarmoptimierung	124
6.2	Spannungsregleroptimierung	126
6.3	Spannungsregleroptimierung im Ein-Generator-Modell	130
6.4	Spannungsregleroptimierung im Neun-Bus-System	147
<b>7</b>	<b>Fazit und Ausblick</b>	<b>165</b>
7.1	Fazit aus den Untersuchungen zur transienten Frequenzstabilität	165
7.2	Fazit aus den Untersuchungen zur transienten Spannungsstabilität	168
7.3	Ausblick	169
	<b>Literatur</b>	<b>171</b>
	<b>Anhang</b>	<b>I</b>
A	Abbildungen	I
B	Tabellen	XVII
C	Wissenschaftlicher Werdegang	XXXI

---

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Weltweite Erzeugung elektrischer Energie in TWh der Jahre 2000 bis 2014	1
Abbildung 1.2: Struktur der weltweiten Stromerzeugung im Vergleich: 1998 und 2013	2
Abbildung 1.3: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraftanlagen weltweit in den Jahren 2000 bis 2015	3
Abbildung 1.4: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2015 aufgeteilt nach Primärenergiequellen	4
Abbildung 1.5: Beispielhafte Prognose der zukünftigen Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung der Steinkohlekraftwerke in Deutschland	6
Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau eines Clausius-Rankine-Dampfkraftprozesses mit Überhitzung	12
Abbildung 2.2: Schematischer Aufbau des Steinkohlekraftwerks Ibbenbüren	16
Abbildung 2.3: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Druckwasserreaktors	19
Abbildung 2.4: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Siedewasserreaktors	20
Abbildung 2.5: Schematische Darstellung eines einfachen Gasturbinenprozesses	22
Abbildung 2.6: Schematische Darstellung eines einfachen Gas- und Dampfturbinenprozesses bei Anordnung von Gasturbine, Dampfturbine, Verdichter und Generator auf einer Welle	23
Abbildung 2.7: Einfache schematische Darstellung eines Laufwasserkraftwerks	25
Abbildung 2.8: Einfache schematische Darstellung eines Speicherwasserkraftwerks	26
Abbildung 2.9: Einfache schematische Darstellung eines Pumpspeicherkraftwerks	27
Abbildung 2.10: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe bei Unter- oder Überfrequenz für Erzeugungsanlagen im HÖS-Netz	30
Abbildung 2.11: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe bei Unter- oder Überfrequenz für Erzeugungsanlagen im HS-Netz	30

Abbildung 2.12: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe im dynamischen Kurzzeitbereich in Abhängigkeit der Frequenz	31
Abbildung 2.13: FRT-Kurve für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 im HS-Netz	32
Abbildung 2.14: Geforderte zusätzliche Blindstromeinspeisung im Fehlerfall für Erzeugungsanlagen im HS-Netz	33
Abbildung 2.15: Geforderte zusätzliche Blindstromeinspeisung im Fehlerfall für EEG-Erzeugungsanlagen im HÖS-Netz	34
Abbildung 2.16: Beispiel einer fiktiven Merit-Order in Deutschland mit den üblichen Regionen für verschiedene Kraftwerkstypen	36
Abbildung 2.17: Ablauf von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve nach einer Störung bis zur Übernahme durch den verursachenden Bilanzkreis	39
Abbildung 2.18: Installierte Bemessungsleistung konventioneller Erzeugungsanlagen in GVA im kontinentaleuropäischen Netzgebiet ENTSO-E CE im Jahr 2016	40
Abbildung 2.19: Aufteilung der Netzregionen des ENTSO-E Verbundnetzes	41
Abbildung 3.1: Klassifizierung der Stabilitätsbegriffe für elektrische Energieversorgungsnetze	43
Abbildung 3.2: Netzkennlinienverfahren zur Veranschaulichung der Primärregelung	49
Abbildung 3.3: Qualitativer dynamischer Frequenzverlauf während der Primärregelung nach einer Lastzuschaltung	49
Abbildung 3.4: Beispielhafter Verlauf der Klemmenspannung und der Erregerspannung eines Generators bei elektrisch nahem Kurzschluss	52
Abbildung 3.5: Beispielhafter Verlauf der Klemmenspannung und der Erregerspannung eines Generators infolge eines elektrisch nahen Blindleistungssprungs	54
Abbildung 3.6: Beispielhafter Verlauf der Abweichungen der Busspannung im Bereich vom Störungsort bis zum Generator infolge eines Blindleistungssprungs	54
Abbildung 3.7: Vereinfachter Ersatzschaltplan für die Abschätzung der Spannungsfälle aufgrund zusätzlicher Blindleistungseinspeisungen	55
Abbildung 4.1: Schemadarstellung eines konventionellen Kraftwerks mit Regeleinrichtungen	57

Abbildung 4.2: Schematischer Aufbau eines Schenkelpolgenerators	59
Abbildung 4.3: Einfacher schematischer Regelschaltplan der Spannungsregelung eines Synchrongenerators	64
Abbildung 4.4: Schematischer Aufbau der verschiedenen Arten von Erregersystemen	66
Abbildung 4.5: Blockschaltplan des SEXS-Erregersystems	68
Abbildung 4.6: Blockschaltplan der verwendeten Variante des ST1A-Erregersystems	69
Abbildung 4.7: Blockschaltplan des AC1A-Erregersystems	70
Abbildung 4.8: Blockschaltplan des IEEE1-Dampfturbinenreglermodells	72
Abbildung 4.9: Blockschaltplan des GGOV1-Turbinenreglermodells	74
Abbildung 4.10: Blockschaltplan des HYGOW-Wasserturbinenreglers	76
Abbildung 5.1: Generelle Struktur des für Frequenzuntersuchungen ver- einfachten Modells des kontinentaleuropäischen Netzgebiets	78
Abbildung 5.2: Aggregiertes Netz einer Region	80
Abbildung 5.3: Wirkleistungsaustausch und Spannungen im Übertragungs- netzmodell für das Basisszenario	84
Abbildung 5.4: Simuliertes Frequenzverhalten an verschiedenen Netzknoten nach einem 1200-MVA-Erzeugungsausfall in Spanien	86
Abbildung 5.5: Gemessenes Frequenzverhalten an verschiedenen Netzknoten nach einem 1200-MVA-Erzeugungsausfall in Spanien	87
Abbildung 5.6: Vergleich der Frequenzverläufe im Basisszenario, Szenario V1 und V2 nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	107
Abbildung 5.7: Vergleich der Frequenzverläufe in Szenario V2, V3a und V3b nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	108
Abbildung 5.8: Vergleich der Frequenzverläufe in den Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	110
Abbildung 5.9: Vergleich der Frequenzverläufe in den Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b) nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	112
Abbildung 5.10: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks in den Szenarien V1 und V2 infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls	115
Abbildung 5.11: Regelleistung eines 500-MVA-Steinkohleblocks in den Szenarien V2, V3a und V3b infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls	116

Abbildung 5.12: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks in den Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls	117
Abbildung 5.13: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks in den Szenarien V4a, V4b und in den Extremwertszenarios (a) und (b) infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls	118
Abbildung 6.1: Prozessschema der Optimierung der Spannungsreglerparameter	127
Abbildung 6.2: Qualitatives Beispiel für die Ergebnisbewertung des transienten Spannungsverlaufs nach einem Kurzschluss	129
Abbildung 6.3: Qualitatives Beispiel für die Ergebnisbewertung des transienten Spannungsverlaufs nach einem Lastsprung	130
Abbildung 6.4: Blockschaltplan des modifizierten SEXS-Erregermodells mit PID-Regler	130
Abbildung 6.5: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung eines Kraftwerksblocks im Ein-Generator-Modell	131
Abbildung 6.6: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung für Kurzschlussverhalten im Ein-Generator-Modell	132
Abbildung 6.7: Kurzschlussverhalten des ursprünglichen SEXS-Erregersystems im Vergleich zum SEXS-Erregersystem mit optimiertem PID-Regler	133
Abbildung 6.8: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung für Lastsprungverhalten im Ein-Generator-Modell	134
Abbildung 6.9: Lastsprungverhalten des ursprünglichen SEXS-Erregersystems im Vergleich zum SEXS-Erregersystem mit optimiertem PID-Regler	135
Abbildung 6.10: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz des auf Lastsprung optimierten PID-Spannungsreglers	136
Abbildung 6.11: Spannungsverlauf infolge eines Lastsprunges bei Einsatz des auf Kurzschluss optimierten PID-Spannungsreglers	137
Abbildung 6.12: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers	138
Abbildung 6.13: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers	139
Abbildung 6.14: Vergleich der Spannungsverläufe für einen Sollwertsprung bei Einsatz des Ursprungsreglers gegenüber dem gemischt optimierten PID-Spannungsregler	141

Abbildung 6.15: Blockschaltplan des ST1A-Erregersystems mit PID-Spannungsregler	142
Abbildung 6.16: Vergleich des Kurzschlussverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	143
Abbildung 6.17: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	144
Abbildung 6.18: Blockschaltplan des AC1A-Erregersystems mit PID-Spannungsregler	145
Abbildung 6.19: Vergleich des Kurzschlussverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	146
Abbildung 6.20: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	147
Abbildung 6.21: Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems	148
Abbildung 6.22: Spannungsverlauf an Bus 1 infolge eines Kurzschlusses an Bus 4 bei Einsatz eines optimierten PID-Spannungsreglers in G1	150
Abbildung 6.23: Spannungsverlauf an Bus 1 infolge eines Lastsprungs an Bus 4 bei Einsatz eines optimierten PID-Spannungsreglers in G1	151
Abbildung 6.24: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	153
Abbildung 6.25: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	154
Abbildung 6.26: Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems mit veränderter Erzeugungsstruktur	155
Abbildung 6.27: Blindleistungseinspeisung von Windpark und Kraftwerk 3, sowie die zugehörige Spannung an Bus 9 während des Kurzschlusses	156
Abbildung 6.28: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungsnetz im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung	157
Abbildung 6.29: Blindleistungseinspeisung von Windpark und Kraftwerk 3, sowie die zugehörige Spannung an Bus 9 infolge des Lastsprungs	158

Abbildung 6.30: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Blindleistungssprungs an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark anstatt G3 ohne und mit Spannungsregleroptimierung

159

## Anhang

Abbildung A.1: Blockschaltplan des im vereinfachten Netzmodell des kontinentaleuropäischen Netzgebietes verwendeten Pendeldämpfungsgerätes	I
Abbildung A.2: Blockschaltplan des Primärreglermodells von über Umrichter einspeisenden Erzeugungsanlagen zur PRL-Lieferung	I
Abbildung A.3: Blockschaltplan des dynamischen Modells einer 5-MVA-Windkraftanlage	I
Abbildung A.4: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V1	II
Abbildung A.5: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V1	II
Abbildung A.6: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V2	III
Abbildung A.7: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V2	III
Abbildung A.8: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V3a	IV
Abbildung A.9: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V3a	IV
Abbildung A.10: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V3b	V
Abbildung A.11: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V3b	V
Abbildung A.12: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V4a	VI



Abbildung A.13: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V4a	VI
Abbildung A.14: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V4b	VII
Abbildung A.15: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V4b	VII
Abbildung A.16: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugung im Extremszenario (a)	VIII
Abbildung A.17: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen im Extremszenario (a)	VIII
Abbildung A.18: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugung im Extremszenario (b)	IX
Abbildung A.19: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen im Extremszenario (b)	IX
Abbildung A.20: Spannungsverlauf an Bus 2 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 7 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G2	X
Abbildung A.21: Spannungsverlauf an Bus 2 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 7 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G2	X
Abbildung A.22: Spannungsverlauf an Bus 3 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 9 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G3	XI
Abbildung A.23: Spannungsverlauf an Bus 3 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 9 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G3	XI
Abbildung A.24: Spannungsverlauf an Bus 5 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	XII
Abbildung A.25: Spannungsverlauf an Bus 5 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	XII

Abbildung A.26: Spannungsverlauf an Bus 6 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	XIII
Abbildung A.27: Spannungsverlauf an Bus 6 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System	XIII
Abbildung A.28: Spannungsverlauf an Bus 5 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung	XIV
Abbildung A.29: Spannungsverlauf an Bus 6 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung	XIV
Abbildung A.30: Spannungsverlauf an Bus 5 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung	XV
Abbildung A.31: Spannungsverlauf an Bus 6 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung	XV

---

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vergleich der Kennzahlen fossiler Brennstoffe	15
Tabelle 5.1: Zusammengefasste Länder und die zugehörige konventionelle Erzeugungsleistung des vereinfachten kontinentaleuropäischen Netzmodells	79
Tabelle 5.2: Übertragungskapazitäten und Leitungsimpedanzen zwischen den Netzregionen	82
Tabelle 5.3: Schwach- und Höchstlast sowie installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen in 2015 für die einzelnen Regionen des vereinfachten europäischen Netzmodells	83
Tabelle 5.4: Fiktive Lastsituation und Netzkennzahl des Basisszenarios als Grundlage für die Simulation des 1200-MVA-Kraftwerksausfalls in Spanien	85
Tabelle 5.5: Qualitative Entwicklung der einzelnen Kernbereiche in den vier Visionen für 2030 des ENTSO-E TYNDP 2016	88
Tabelle 5.6: Angenommene quantitative Entwicklung der einzelnen Kernbereiche im vereinfachten kontinentaleuropäischen Netzmodell	89
Tabelle 5.7: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V1	92
Tabelle 5.8: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V1	93
Tabelle 5.9: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V2	94
Tabelle 5.10: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V3a	96
Tabelle 5.11: Konventionelle Erzeugungsleistung und Netzkennzahlen der einzelnen Regionen in Szenario V3b	97

Tabelle 5.12: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V4a	98
Tabelle 5.13: Netzkennzahlen der einzelnen Regionen in Szenario V4b	100
Tabelle 5.14: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der einzelnen Länderregionen im Extremwertszenario (a)	102
Tabelle 5.15: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Extremwertszenario (a) und (b)	103
Tabelle 5.16: Netzkennzahlen von konventionellen und umrichterbetriebenen Primärregelakteuren der einzelnen Länderregionen im Extremwertszenario (b)	104
Tabelle 5.17: Vergleich der Frequenzkennwerte aus der Simulation der einzelnen Szenarien bei Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	113
Tabelle 5.18: Vergleich der Primärregelanforderungen je Szenario an ein 500-MVA- Kohlekraftwerk mit der Statik $s = 5\%$ bei Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung	119
Tabelle 6.1: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler	133
Tabelle 6.2: Vergleich des Lastsprungverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler	135
Tabelle 6.3: Vergleich des Kurzschlussverhaltens des rein auf Kurzschluss und des gemischt optimierten PID-Spannungsreglers	140
Tabelle 6.4: Vergleich des Lastsprungverhaltens des rein auf Lastsprung und des gemischt optimierten PID-Spannungsreglers	140
Tabelle 6.5: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems	143
Tabelle 6.6: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	144
Tabelle 6.7: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems	145
Tabelle 6.8: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung	146

Tabelle 6.9: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler für Generator G1	150
Tabelle 6.10: Vergleich des Lastsprungverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler für Generator G1	151
Tabelle 6.11: PID-Reglerparameter für die gemischte Optimierung der Spannungsregler von G1, G2 und G3	152
Tabelle 6.12: Vergleich von Kenngrößen der Spannungsverläufe an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem gegenüber der optimierten Spannungsregelung	152
Tabelle 6.13: Vergleich von Kenngrößen der Spannungsverläufe an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem gegenüber der optimierten Spannungsregelung	154
Tabelle 6.14: Vergleich des Spannungsverlaufs an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem und im System mit Windpark mit und ohne Optimierung	158
Tabelle 6.15: Vergleich des Spannungsverlaufs an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem und im System mit Windpark statt Kraftwerk 3 mit und ohne Optimierung	160
Tabelle 6.16: Durch Spannungsregleroptimierung erreichte Verbesserung des Spannungsverlaufs zentraler Sammelschienen bei Kurzschluss an Bus 5	161
Tabelle 6.17: Durch Spannungsregleroptimierung erreichte Verbesserung des Spannungsverlaufs zentraler Sammelschienen bei Lastsprung an Bus 5	162

---

## Anhang

---

Tabelle B.1: Modelldaten der Synchrongeneratoren der einzelnen Kraftwerke des kontinentaleuropäischen Netzmodells	XVII
Tabelle B.2: Modelldaten der Blocktransformatoren des kontinentaleuropäischen Netzmodells	XVII
Tabelle B.3: Parametersatz des SEXS-Spannungsreglers für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell	XVIII
Tabelle B.4: Parametersatz des IEEE1-Turbinenreglers für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell	XVIII
Tabelle B.5: Parametersatz des GGOV1-Turbinenreglers für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell	XIX

Tabelle B.6: Parametersatz des HYGOV-Turbinenreglers für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell	XX
Tabelle B.7: Parametersatz der Pendeldämpfungsgeräte für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell	XX
Tabelle B.8: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V2	XXI
Tabelle B.9: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V3a	XXII
Tabelle B.10: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V3b	XXIII
Tabelle B.11: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V4a	XXIV
Tabelle B.12: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion in Szenario V4b	XXV
Tabelle B.13: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion im Extremwertszenario (a)	XXVI
Tabelle B.14: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung je Netzregion im Extremwertszenario (b)	XXVII
Tabelle B.15: Einstellwerte des PSO in MATLAB für die Spannungsregleroptimierung	XXVIII
Tabelle B.16: Verwendeter Parametersatz des ST1A-Spannungsreglers	XXVIII
Tabelle B.17: Verwendeter Parametersatz des AC1A-Spannungsreglers	XXIX
Tabelle B.18: Sammelschienenspannungen des initialen Lastflusses im Neun-Bus-System	XXIX
Tabelle B.19: Leistungsflüsse des initialen Lastflusses im Neun-Bus-System	XXX

---

# Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes

---

## Abkürzungen

---

AVR	Automatic Voltage <b>R</b> egulator (dt.: Spannungsregler)
BMU	<b>B</b> undes <b>m</b> inisterium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	<b>B</b> undes <b>m</b> inisterium für <b>W</b> irtschaft und Energie
BNetzA	<b>B</b> undes <b>n</b> etz <b>a</b> gentur
BRICS	Vereinigung der aufstrebenden Volkswirtschaften <b>B</b> rasilien, <b>R</b> ussland, <b>I</b> ndien, <b>C</b> hina und <b>S</b> üdafrika
CCS	Carbon Dioxide Capture and <b>S</b> torage (dt.: CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung)
EEG	Erneuerbare Energien <b>G</b> esetz
EEX	European Energy Exchange (Marktplatz für Energie und energienahe Produkte)
ENTSO-E	European Network of Transmission <b>S</b> ystem <b>O</b> perators for Electricity (dt.: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
ENTSO-E CE	Kontinentaleuropäisches synchron betriebenes Netzgebiet der ENTSO-E (engl.: <b>c</b> ontinental <b>e</b> urope)
FACTS	<b>F</b> lexible <b>A</b> C Transmission <b>S</b> ystems
FRT	<b>F</b> ault- <b>R</b> ide- <b>T</b> hrough

---

---

HS	<b>Hochspannung</b> (in Deutschland: 110-kV-Ebene) (im Kraftwerk: Spannungsebenen > 1 kV)
HöS	<b>Höchstspannung</b> (in Deutschland: 220- und 380-kV-Ebene)
IAE	<b>Integral Absolute Error</b> (dt.: Integral über die Regelabweichung)
ITAE	<b>Integral Time-weighted Absolute Error</b> (dt.: Integral über die zeitgewichtete Regelabweichung)
ISE	<b>Integral Squared Error</b> (dt.: Integral über die quadratische Regelabweichung)
ITSE	<b>Integral Time-weighted Squared Error</b> (dt.: Integral über die zeitgewichtete quadratische Regelabweichung)
NEP	<b>Netzentwicklungsplan</b>
NetzResV	<b>Netzreserveverordnung</b>
NORDEL	Synchrones Netzgebiet der ENTSO-E der Länder Finnland, Schweden, Norwegen sowie Ost-Dänemark
OTC	<b>Over-the-Counter</b> (Bilaterale Liefergeschäfte)
OS	<b>Oberspannung</b> (OS-Seite bei Transformatoren)
PID	<b>Proportional, Integral und Differenzial</b> (regelungstechnisch, z.B.: PID-Regler)
PLL	<b>Phasenregelschleife</b> (engl.: Phase-Locked Loop)
PRL	<b>Primärregelleistung</b>
PSO	<b>Partikel-Schwarm-Optimierer</b>
PSS	<b>Power System Stabilizer</b> (dt.: Pendeldämpfungsgerät)
ROCOF	<b>Rate of Change of Frequency</b> (dt.: Frequenzgradient)



---

SRL	Sekundärregelleistung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (dt.: Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
US	Unterspannung (US-Seite bei Transformatoren)
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDN	Verband der Netzbetreiber

---

## Formelzeichen

---

### Arabische Formelzeichen

Zeichen	Beschreibung	Einheit
$b_{\min}$	Bestwert der Zielfunktion einer Optimierung als Abbruchkriterium	-
$c$	Stallvariable (Optimierung)	-
$e$	Regelabweichung	-
$E_{\max}$	Maximale Erregerspannung	V
$E_{\min}$	Minimale Erregerspannung	V
$E_{\text{Primär}}$	Primärenergie	J
$E_{\text{el}}$	Elektrische Energie	MWh
$E_{\text{V}}$	Verlustenergie	J
$f_{\text{dyn}}$	Frequenztiefpunkt im dynamischen Frequenzverlauf der Primärregelung	Hz
$f_{\text{n}}$	Netznennfrequenz	Hz

---

Zeichen	Beschreibung	Einheit
$f_{\text{PRL}}$	Quasistationäre Frequenz nach der Primärregelung	Hz
$H$	Trägheitskonstante	MWs/MVA
$i$	Zählvariable	-
$i_{\text{B}}$	Blindstromeinspeisung im Fehlerfall	p.u.
$i_{\text{lim}}$	Maximale Anzahl von Iterationen ohne Bestwertverbesserung als Abbruchkriterium der Optimierung	-
$k$	Faktor für die Blindstromeinspeisung im Fehlerfall	-
$K$	Verstärkungsfaktor eines Regelkreises	-
$K_{\text{N}}$	Netzkennzahl	MW/Hz
$k_{\text{pf}}$	Selbstregeleffekt der Lasten	%/Hz
$M_{\text{el}}$	Elektrisches Gegenmoment eines Generators	Nm
$M_{\text{A}}$	Antriebsmoment eines Generators	Nm
$n_{\text{syn}}$	Synchrondrehzahl	$\text{min}^{-1}$
$p$	Polpaarzahl eines Synchrongenerators	-
$P_{\text{Res}}$	Residuallast	MW
$P_{\text{rG}}$	Bemessungswirkleistung eines Generators	MW
$Q_{\text{L}}$	Blindleistungssprung	Mvar
$R_{\text{L}}^{\dagger}$	Widerstandsbelag einer Leitung	$\Omega/\text{km}$
$s$	Statikeinstellung eines Kraftwerks	%

Zeichen	Beschreibung	Einheit
$S_{rG}$	Bemessungsscheinleistung eines Generators	MVA
$T$	Zeitkonstante eines Regelkreises	s
$T_{AN}$	Anlaufzeitkonstante eines synchron betriebenen Netzgebiets	s
$T_{KS}$	Kurzschlussdauer	ms
$T_{max}$	Maximale Zeitdauer einer Optimierung als Abbruchkriterium	s
$T_r$	Ausregelzeit eines Regelvorgangs	s
$u_f$	Erregerspannung der Rotorwicklung	p.u.
$u_{ref}$	Referenzwert der Spannungsregelung	p.u.
$v_{alt}$	Alte Geschwindigkeit eines Optimierungsindividuums	1/Iteration
$v_{best}$	Geschwindigkeit des besten Optimierungsindividuums	1/Iteration
$v_{max}$	Maximale Turbinenventilstellung	p.u.
$v_{min}$	Minimale Turbinenventilstellung	p.u.
$v_{neu}$	Neue Geschwindigkeit eines Optimierungsindividuums	1/Iteration
$w_{KS}$	Gewichtung des Kurzschlusses in der gemischten Optimierung	-
$w_{LS}$	Gewichtung des Lastsprungs in der gemischten Optimierung	-
$w_N$	Gewichtung des Bestwerts der Nachbarschaft (Optimierung)	-
$w_S$	Gewichtung des Bestwerts im Schwarm (Optimierung)	-



Zeichen	Beschreibung	Einheit
$X_d$	Längsreaktanz eines Synchrongenerators	$\Omega$
$X'_d$	Transiente Reaktanz eines Synchrongenerators	$\Omega$
$X''_d$	Subtransiente Reaktanz eines Synchrongenerators	$\Omega$
$X_L$	Reaktanzbelag einer Leitung	$\Omega/\text{km}$
$X_q$	Querreaktanz eines Synchrongenerators	$\Omega$
$z_1, z_2$	Zufallszahlen (Optimierung)	-
$Z_L$	Impedanzbelag einer Leitung	$\Omega/\text{km}$

### Griechische Formelzeichen

Zeichen	Beschreibung	Einheit
$\delta$	Polradwinkel eines Synchrongenerators relativ zum Referenzgenerator/Referenzknoten	$^\circ$
$\varepsilon$	Abweichungstoleranz	-
$\eta$	Wirkungsgrad	%
$\vartheta$	Polradwinkel eines Synchrongenerators relativ zur Phasenlage der Klemmenspannung	$^\circ$
$\varphi$	Winkelabweichung zwischen Spannung und Strom	$^\circ$
$\psi$	Magnetischer Fluss in einer Spule	Wb
$\omega$	Kreisfrequenz	$\text{s}^{-1}$

---

## Indizes

---

alt	alter Wert der letzten Iteration (Optimierung)
best	Bestwert (Optimierung)
d	Längsachse eines Synchrongenerators
D	Dämpferwicklung in der Längsachse eines Synchron- generators
E	eigener Wert (Optimierung) bzw. Erzeugung
el	elektrisch
f	Feldwicklung eines Synchrongenerators
G	Generator
KS	Kurzschluss
KW	Kraftwerk
L	Last
LS	Lastsprung
M	Einer Maschine zugehörig
m	Momentanwert
max	Maximalwert
min	Minimalwert
n	Nennwert
N	Nachbarschaft (Optimierung)
neu	neuer Wert für nächste Iteration (Optimierung)
opt	optimiert
q	Querachse eines Synchrongenerators
Q	Dämpferwicklung in der Querachse eines Synchron- generators

---

r	Rated (dt. Bemessungsgröße)
S	Schwarm (Optimierung)
stat	(quasi-)stationär
syn	synchron
x	(Behelfs-)Dämpferwicklung in der Querachse eines Synchrongenerators

# 1 Einleitung

Elektrische Energie hat sich während des letzten Jahrhunderts zu einer der wichtigsten Energieformen für Industriestaaten entwickelt. Neben der Versorgung mit Wasser, Nahrung und Primärenergieträgern, wie Kohle oder Gas, trägt die sichere, zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie zum gesellschaftlichen Wohlstand eines Staates und dessen Bevölkerung bei. Mit der zunehmenden Industrialisierung und dem damit verbundenen wirtschaftlichen Aufstieg vieler Staaten geht ein weltweiter Anstieg des Bedarfs an elektrischer Energie einher. Abbildung 1.1 zeigt, dass sich die bereitgestellte elektrische Energie ausgehend vom Jahr 2000 bis 2014 um fast 35 % gesteigert hat. Es ist zu erkennen, dass sich der weltweite Anstieg der bereitgestellten elektrischen Energiemenge vor allem auf wirtschaftlich stark wachsende Staaten wie beispielsweise die BRICS-Staaten zurückführen lässt. Die Stromerzeugung in der Europäischen Union blieb hingegen gerade während des letzten Jahrzehnts, mit Ausnahme der Einflüsse der Wirtschaftskrise in 2009, weitgehend konstant.

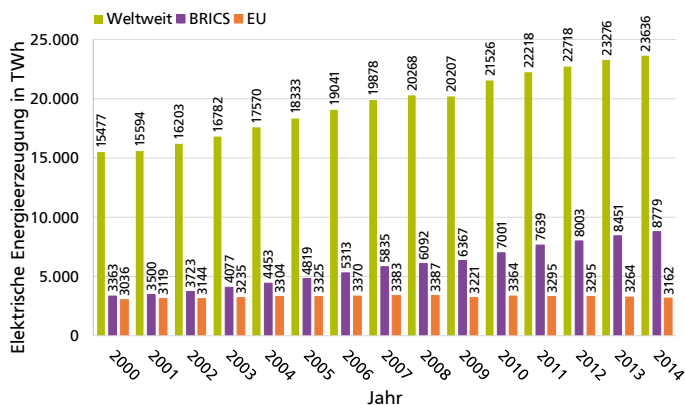


Abbildung 1.1: Weltweite Erzeugung elektrischer Energie in TWh der Jahre 2000 bis 2014  
(Datenquelle: [1])

---

## 1.1 Aktuelle Situation der Stromerzeugung

---

Die hohe Nachfrage nach elektrischer Energie wird derzeit weltweit zu einem großen Teil durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Abbildung 1.2 zeigt die weltweite Struktur der Stromerzeugung anhand der verwendeten Primärenergieträger als Vergleich zwischen 1998 und 2013. Es ist zu sehen, dass der Anteil von Kohle- und Gaskraftwerken um mehrere Prozentpunkte zugenommen hat, während Öl- und Kernkraftwerke tendenziell einen abnehmenden Anteil an der Stromerzeugung einnehmen. Dies ist mit dem Anstieg des Bedarfs elektrischer Energie in Schwellenländern mit großen Kohle- und Gasvorkommen, mit der Komplexität und den hohen Investitionssummen von Kernkraftwerken und dem starken Anstieg des Ölpreises in der Vergangenheit zu erklären.

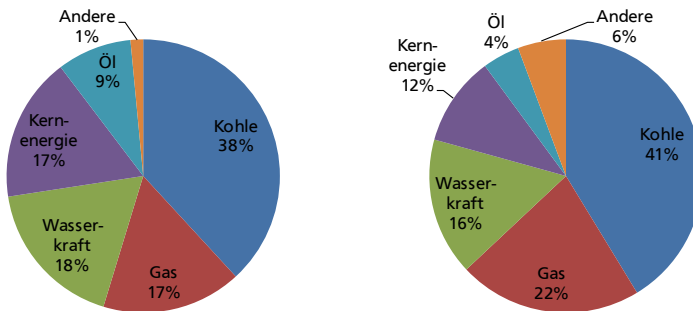


Abbildung 1.2: Struktur der weltweiten Stromerzeugung im Vergleich:  
1998 (links) und 2013 (rechts) (Datenquelle: [2])

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist unter der Rubrik "Anderen Energieträger" kumuliert. Der Anstieg dieser Energieträgergruppe ist maßgeblich auf den weltweiten Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Wie in Abbildung 1.3 zu sehen, stieg die installierte Windleistung weltweit nahezu exponentiell von 17,4 GW in 2000 auf 432,4 GW in 2015 an [3].

Ein ähnlich exponentieller Trend ist bei der weltweit installierten Photovoltaikleistung zu erkennen. Diese stieg von 1,3 GW in 2000 in exponentieller Form auf 227,1 GW in 2015 an [4], [5].



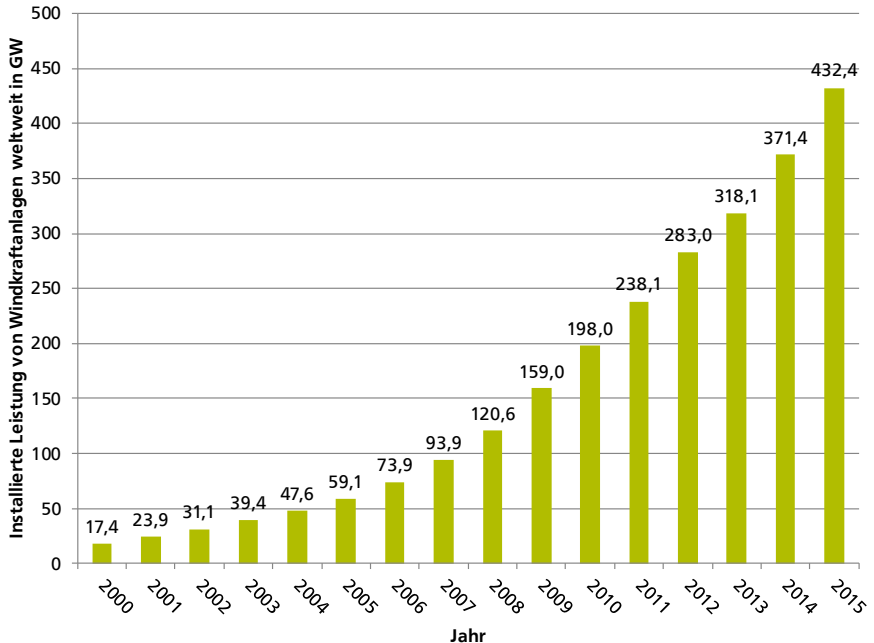


Abbildung 1.3: Entwicklung der installierten Leistung von Windkraftanlagen weltweit in den Jahren 2000 bis 2015 (Datenquelle: [3])

Der weltweite Trend zu mehr Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist auch am Trend der politischen Ausrichtung vieler Staaten zu erkennen. Laut [5] stieg die Zahl der Staaten mit politischen Regularien für den Ausbau oder die Förderung erneuerbarer Energien weltweit von 48 in 2004 auf 164 in 2014. Hiervon haben mittlerweile 98 Staaten Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. Es ist daher abzusehen, dass die Systeme zur elektrischen Energieversorgung weltweit auf einen erhöhten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingestellt werden müssen. Dies ist vor allem deswegen eine Herausforderung, da neben der bestehenden Störquelle der fluktuierenden Verbraucherlast eine neue Störquelle der mit Wind- und Photovoltaikanlagen zu großen Teilen wetterabhängig fluktuierenden Einspeisung durch erneuerbare Energien hinzukommt. Ebenfalls müssen wichtige Regelaufgaben wie die Spannungs- und Frequenzregelung, die bisher hauptsächlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen geleistet wurden, durch die verringerte Anzahl am Netz verbleibender konventioneller Kraftwerke, die Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien und andere Betriebsmittel (z.B. FACTS) erbracht werden.

---

In dieser Arbeit wird das Hauptaugenmerk auf die Gegebenheiten im kontinentaleuropäischen Stromversorgungssystem gelegt. Weiterhin werden die regulatorischen Besonderheiten für die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland zu Grunde gelegt. Dies ist sinnvoll, da Deutschland in 2015 im internationalen Vergleich hinter China und den USA die dritthöchste installierte Leistung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen aufwies [5].

### 1.1.1 Situation der Stromerzeugung in Deutschland

Die Deutsche Bundesregierung entwickelt das seit März 2000 bestehende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, [7]) in regelmäßigen Abständen weiter. In der letzten Novellierung vom 22. Dezember 2016 sind in §1 Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch vorgegeben. Bis 2050 soll dieser bei mindestens 80 % liegen. Hierzu werden als Zwischenziele ein Anteil zwischen 40 und 45 % im Jahr 2025 und ein Anteil zwischen 55 und 60 % im Jahr 2035 vorgegeben.

Abbildung 1.4 zeigt die Aufteilung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2015 nach Primärenergieträgern. Es ist zu sehen, dass bereits ein Anteil erneuerbarer Energien von 30,1 % erreicht wurde. Für das nächste Jahrzehnt sollen weitere Anteile von ca. 10 bis 25 % zum Anteil der erneuerbaren Energien hinzukommen, um die Ziele für das Jahr 2025 erreichen zu können.

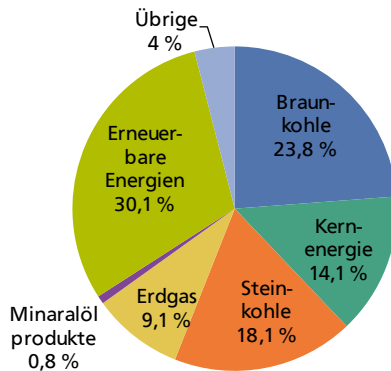


Abbildung 1.4: Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2015 aufgeteilt nach Primärenergiequellen (Datenquelle: [6])

---

In § 11 des EEG ist zudem ein Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt. In § 11 Absatz (1) heißt es: *"Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien [...] unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen."*, [7].

Faktisch bedeutet dies, dass die Netzbetreiber, an deren Netze erneuerbare Energien angeschlossen sind, den durch diese Erzeugungsanlagen bereitgestellten Strom zu jeder Zeit, mit Ausnahme besonderer Netzsituationen, aufnehmen und weiterverteilen müssen. Im elektrischen Energieversorgungssystem muss zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromabnahme bestehen. Neben der fluktuierenden Verbraucherlast wirkt die Stromeinspeisung aus wetterabhängiger Erzeugung wie Windkraft oder Photovoltaik als Störgröße. Ein Ausgleich dieser Störgrößen muss durch die an das Netz angeschlossenen in ihrer elektrischen Wirkleistungsabgabe regelbaren Erzeugungsanlagen wie konventionelle Kraftwerke oder Speicherlösungen geschaffen werden.

---

## 1.2 Motivation

---

Der gezeigte Anstieg installierter Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Wind- und Photovoltaikanlagen, führt zu einer Verringerung der Volllaststunden und damit des Deckungsbeitrags vieler konventioneller Kraftwerke. Langfristig kommt es zu einer Verdrängung konventioneller Kraftwerke aus dem System der elektrischen Energieversorgung. Um zukünftig einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung zu realisieren, ist eine solche Verdrängung unerlässlich und durch die im EEG festgelgten Ziele der Deutschen Bundesregierung auch politisch vorgesehen. Die Verringerung der verfügbaren Kraftwerksleistung ist auch in der Untersuchung und Prognose der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland im zweiten Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2025 [9] zu erkennen. Hier wird ein Rückgang der konventionellen Erzeugungsleistung von 101,1 GW im Referenzjahr 2013 auf 79,6 GW in Szenario A 2015, 77,3 GW in Szenario B1 2015 und B2 2015 und auf 67,4 GW in Szenario C 2025 erwartet.

Entsprechende Tendenzen werden auch in anderen Studien zur Entwicklung der Erzeugungsleistung in Deutschland aufgezeigt. So vergleicht [10] zehn verschiedene Studien zur Thematik, die alle von einem mittel- bis langfristigen Rückgang der zukünftigen installierten konventionellen Kraftwerksleistung in Deutschland ausgehen.

Abbildung 1.5 zeigt beispielhaft den Prognosebereich für die installierte Kraftwerksleistung von Steinkohlekraftwerken über die in [10] untersuchten Studien.

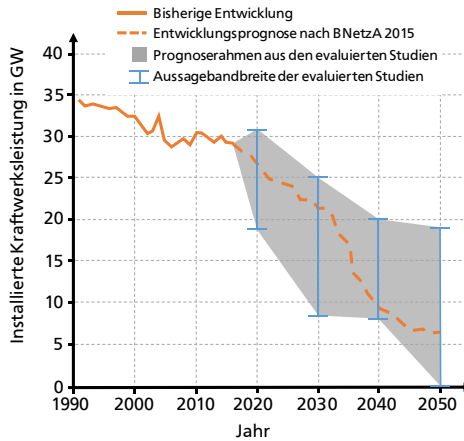


Abbildung 1.5: Beispielhafte Prognose der zukünftigen Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung der Steinkohlekraftwerke in Deutschland (Datenquelle: [10])

Diese exemplarisch an der Stromerzeugung in Deutschland gezeigte Entwicklungstendenz ist in viele europäischen Staaten ähnlich ausgeprägt. Insgesamt ist in Europa mit einem Rückgang der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke zugunsten von erneuerbaren Energien zu rechnen. Diese Entwicklungstendenz ist zentraler Motivationspunkt dieser Arbeit.

### 1.3 Zielsetzung

Beim zu erwartenden Rückgang der Anzahl konventioneller Kraftwerke in Deutschland und Europa handelt es sich um eine maßgebliche Änderung des Systems der elektrischen Energieversorgung. Neben der Einspeisung elektrischer Energie übernehmen konventionelle Kraftwerke Aufgaben der stationären und dynamischen Netzregelung. In diesem Zusammenhang steht die Fragestellung, wie sich die veränderte Erzeugungsstruktur auf die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit des elektrischen Energieversorgungssystems auswirken wird. Aus technischer Sicht ist interessant, wie sich die Kenngrößen der Netzstabilität verändern werden. Dies beinhaltet die sichere Beherrschung von quasistationären und dynamischen Vorgängen im Netz.

---

Diese Arbeit konzentriert sich im Bereich der Netzstabilität auf die zukünftigen Herausforderungen eines verringerten Kraftwerksparks hinsichtlich der Kraftwerksregelung im dynamischen Kurzzeitbereich. Es handelt sich hierbei um zwei Regelmechanismen, an denen konventionelle Kraftwerke maßgeblich beteiligt sind und die absehbar auch in den nächsten Jahren zu einem Großteil von konventionellen Kraftwerken erbracht werden müssen:

- Primärregelung der Netzfrequenz im kontinentaleuropäischen Netzgebiet
- Spannungsregelung im dynamischen Kurzzeitbereich

Zur Analyse der zukünftigen Entwicklung der Primärregelung der Netzfrequenz und der entsprechenden Reaktion der konventionellen Kraftwerke, wird in dieser Arbeit ein vereinfachtes europäisches Netzmodell für dynamische Frequenzuntersuchungen vorgestellt. Ein Ziel der Arbeit ist es, mit Hilfe des entwickelten Simulationsmodells des kontinentaleuropäischen Netzgebiets aufzuzeigen, wie sich mögliche zukünftige Ausprägungen der europäischen Erzeugungsstruktur auf das Verhalten der Primärregelung der Netzfrequenz im Störfall auswirken. Es werden Empfehlungen für die zukünftige Zusammensetzung eines europäischen Kraftwerksparks erarbeitet. Desweiteren wird abgeschätzt, welchen Einfluss eine zunehmende Beteiligung von umrichterbetriebenen Anlagen an der Primärregelung auf die transiente Frequenzstabilität hat.

Die Analyse der Spannungsregelung im transienten Bereich findet aufgrund der netztechnisch lokalen Begrenzung von Spannungseffekten unter Verwendung generischen Netzmodelle zur vereinfachten Nachbildung von Teilbereichen eines ausgedehnten Übertragungsnetzes statt. Erster Untersuchungsgegenstand ist hierbei die Spannungsregelung konventioneller Kraftwerke. Derzeit werden die Regelparameter für Spannungsregler großer konventioneller Kraftwerke entweder als Standardparameter in den laufenden Betrieb übernommen oder bei der Inbetriebnahme an entsprechende Vorgaben für das Verhalten infolge von Sollwertsprüngen des Reglers angepasst. Entsprechend besteht bei der Wahl der Reglerparameter der Spannungsregelung Optimierungspotenzial. Ein Ziel der Arbeit ist es zu zeigen, inwiefern eine gezielte Spannungsregleroptimierung bei konventionellen Kraftwerken zu einer Verbesserung der transienten Spannungsstabilität beitragen kann.

Ein weiteres Ziel der Arbeit ist die Abschätzung der Veränderung der transienten Spannungsstabilität bei veränderter Erzeugungsstruktur. Es wird gezeigt, wie sich eine Optimierung der Spannungsreglerparameter der verbleibenden konventionellen

---

Kraftwerke in einem System mit verringerter konventioneller Erzeugung positiv auf die transiente Spannungsstabilität auswirken kann.

---

## **1.4 Aufbau der Arbeit**

---

In Kapitel 2 sind zunächst die allgemeinen Grundlagen der Funktionsweise konventioneller Kraftwerke beschrieben. Es wird ein Einblick in die aktuellen wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen gegeben unter denen ein Kraftwerkspark derzeit betrieben wird. Weiterhin stellt Kapitel 2 die während der Arbeit entwickelte Liste zur Abschätzung der Kraftwerkszusammensetzung in Kontinentaleuropa vor.

Kapitel 3 sorgt für eine Abgrenzung der in der Arbeit untersuchten transienten Frequenz- und Spannungsstabilität gegenüber anderen Begriffen der Netzstabilität. Es wird ein Einblick in die grundlegenden Auswirkungen der transienten Frequenz- und Spannungsregelung im Verbundnetz gegeben.

Kapitel 4 beschreibt die dynamische Modellierung konventioneller Kraftwerke. Der Fokus liegt hierbei auf der Dynamik der Synchronmaschine, der verschiedenen Turbinenregler und der Erregersysteme. Eine Untersuchung von Pendeldämpfungsgeräten oder der Sekundärregelung findet nicht statt.

In Kapitel 5 wird das vereinfachte dynamische kontinentaleuropäische Netzmodell für die Untersuchungen der Primärregelung der Netzfrequenz vorgestellt. Es sind Untersuchungsszenarien definiert, anhand derer Abschätzungen für das zukünftige Verhalten der Primärregelung im Störfall bei verändertem Kraftwerkspark und hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien getroffen werden. Die Entwicklung der Primärregelung wird anhand von Frequenzkennzahlen und einem Vergleich der Szenarien untereinander untersucht. Ebenfalls wird evaluiert, welchen Anforderungen ein primärregelndes Einzelkraftwerk in Zukunft gerecht werden muss.

Kapitel 6 enthält Untersuchungen zur Spannungsregleroptimierung konventioneller Kraftwerke. Zunächst werden Algorithmus und Methodik vorgestellt. Die Untersuchungen finden anhand generischer Netzstrukturen statt. Beispielhaft sind die Auswirkungen einer optimierten Spannungsregelung auf die transiente Spannungsstabilität gegenüber einer Basiskonstellation aufgezeigt.

---

Das Kapitel schließt mit der Betrachtung der Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur auf die transiente Spannungsstabilität und der Verbesserungsmöglichkeiten durch Spannungsregleroptimierung.

Die Arbeit schließt mit einem zusammenfassenden Fazit und einem Ausblick auf mögliche weiterführende Forschungsvorhaben im Bereich der zukünftigen Entwicklung der elektrischen Erzeugungsstruktur in Kapitel 7.





---

# 2 Grundlagen konventioneller Kraftwerke

Um Untersuchungen zum Verhalten konventioneller Kraftwerke und ihrer Regelsysteme durchführen zu können, ist es zunächst wichtig, die grundlegenden Funktionsweisen der verschiedenen Typen konventioneller Kraftwerke zu beleuchten.

Konventionelle Kraftwerke zur Erzeugung elektrischen Stroms stellen eine Energiewandlungskette dar, die bei einem Primärenergieträger beginnt, dessen Energie über Umwandlungsprozesse unter Verlusten in elektrische Energie überführt wird. Aus der Energiewandlungskette lässt sich für jedes Kraftwerk ein elektrischer Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  definieren, der angibt, wieviel der am Anfang des Prozesses stehenden Primärenergie am Ende als elektrische Energie zur Verfügung gestellt wird.

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_{\text{Primär}} - E_v} \quad (2.1)$$

$E_{el}$	:	Elektrische Energie
$E_v$	:	Verlustenergie des Prozesses (z.B. Wärme)
$E_{\text{Primär}}$	:	Zugeführte Primärenergie (z.B. Brennstoffenergie)

Die verschiedenen Typen konventioneller Kraftwerke unterscheiden sich im wesentlichen durch die zugrundeliegende Energiewandlungskette und deren technische Realisierung. Die häufigsten Typen konventioneller Kraftwerke sind in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

---

## 2.1 Dampfturbinenkraftwerke

---

Die Energiewandlung in Dampfturbinenkraftwerken geschieht über einen thermischen Kreisprozess, den Clausius-Rankine-Prozess. Abbildung 2.1 zeigt schematisch den thermischen Kreisprozess eines Dampfkraftwerks mit einfacher Überhitzung im Dampferzeuger. Hierbei ist der grundlegende Kreisprozess bereits um einen dem Dampferzeuger nachgeschalteten Überhitzer erweitert.

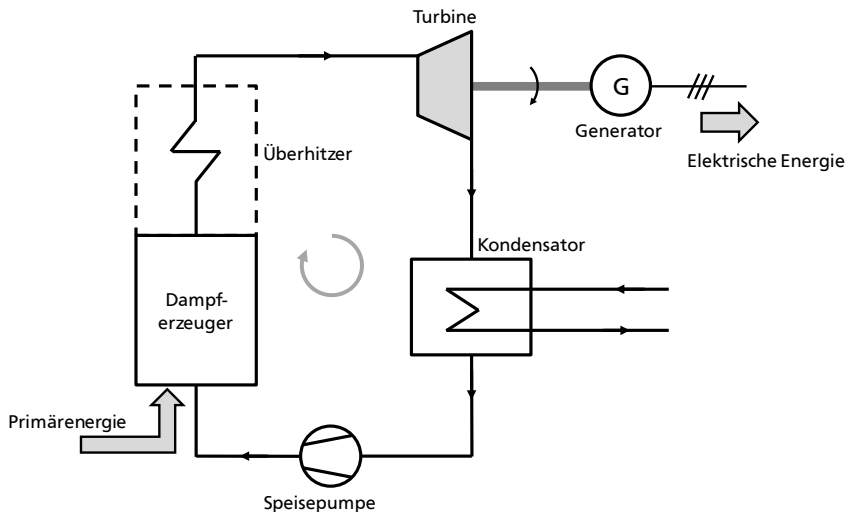


Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau eines Clausius-Rankine-Dampfkraftprozesses mit Überhitzung (eigene Darstellung nach [11])

Ein flüssiges Arbeitsmittel, üblicherweise Wasser, wird über eine Speisepumpe auf einen hohen Druck zwischen 200 und 290 bar gebracht und mit Hilfe eines Dampferzeugers durch Zufuhr von Primärenergie, z.B. aus Rohstoffverbrennung, verdampft. Der Dampf wird je nach Kraftwerk auf 540 bis 690 °C überhitzt und der Turbine zugeführt. Vor dem Eintritt in die Turbine wird der im Rohrsystem vorhandene Dampf Frischdampf genannt. Dampfdruck und Temperatur sind stark abhängig von Leistungsklasse und Errichtungszeitpunkt eines Dampfkraftwerks. Beispiele finden sich in [11], [12] und [13].

Die Turbine setzt einen Teil der im Frischdampf enthaltenen thermischen Energie in kinetische Energie in Form einer Drehbewegung der Turbinenwelle um. Die kinetische Energie der Turbine wird über eine gemeinsame oder angeflanschte Welle einem elektrischen Generator zugeführt, der die kinetische Drehenergie in elektrische Energie umwandelt und über einen nachgeschalteten Transformator in das elektrische Energieversorgungsnetz einspeist.

Bei den Generatoren von Dampfkraftwerken handelt es sich um Synchrongeneratoren deren Rotor aufgrund der hohen Turbinendrehzahl in Vollpolbauweise ausgeführt ist. Diese drehen mit ihrer Synchrohdrehzahl  $n_{syn}$ , die im stationären ungestörten Betrieb

direkt proportional zur elektrischen Netznennfrequenz  $f_n$  ist. Proportionalitätsfaktor ist hierbei das Reziproke der Polpaarzahl  $p$  des Synchrongenerators.

$$n_{\text{syn}} = \frac{f_n}{p} \quad (2.2)$$

$n_{\text{syn}}$	:	Synchrondrehzahl des Synchrongenerators
$f_n$	:	Netznennfrequenz
$p$	:	Polpaarzahl des Synchrongenerators

Synchrongeneratoren großer Dampfkraftwerke sind meist 2-polige oder 4-polige Vollpolmaschinen und haben damit hohe Synchrondrehzahlen von  $3000 \text{ min}^{-1}$  bzw.  $1500 \text{ min}^{-1}$  beim Einsatz in 50-Hz-Netzen [12].

Dem Generator nachgeschaltet ist ein Blocktransformator, der von der Generatorklemmenspannung, üblicherweise 10,5 kV, 21 kV oder 27 kV, auf eine überlagerte Hoch- oder Höchstspannungsebene, 110 kV, 220 kV oder 380 kV, hochtransformiert. Der Netzanschlusspunkt des Kraftwerks liegt damit auf der OS-Seite des Maschinentransformators.

Das Arbeitsmittel wird nach dem Durchtritt durch die Turbine über einen Kondensator auf seine ursprüngliche Temperatur abgekühlt, verflüssigt und über eine Speisepumpe wieder dem Anfang des thermischen Kreislaufs im Dampferzeuger zugeführt. Beim Kühlmittel für den Kondensator handelt es sich ebenfalls üblicherweise um Wasser, das aus einem See, Fluss oder aus dem Meer gewonnen wird. Um eine unzulässige Aufwärmung dieser Wasserquelle zu vermeiden, wird das Wasser vor der Rückführung mit Hilfe von Kühltürmen auf eine zulässige Rückführtemperatur gebracht.

Der hohe Druck und die durch Überhitzung stark erhöhte Temperatur sorgen für Wirkungsgrade von mittlerweile  $\eta_{\text{el,max}} = 45 \%$  [13].

In der Praxis hat es sich durchgesetzt, dass ein Dampferzeuger auf einen Turbinensatz speist. Bei dieser Konfiguration spricht man von einem Blockkraftwerk. Sie ist im Vergleich zu anderen Konfigurationen im Dampfkreislauf einfacher zu regeln. Für alle Dampfkraftwerke unabhängig vom Primärenergieträger ist dieser Prozessablauf grundsätzlich gleich. Oft kommen mehrere Turbinenstufen, mehrere Überhitzerstufen und eine zusätzliche Speisewasservorwärmung sowie zusätzliche mit der Art der Primärenergiezuführung verbundene Prozessschritte oder Zwischenkreisläufe hinzu.

---

Es kann zwischen zwei Primärenergiequellen für Dampfkraftwerke unterschieden werden:

- Verbrennung fossiler Primärenergieträger
- Kernspaltung spaltbarer Atomkerne

Nachfolgend sind die Charakteristika der entsprechenden Kraftwerkstypen genauer beschrieben.

Weiterhin handelt es sich beim Typ des Sonnenwärmekraftwerks ebenfalls um ein Dampfkraftwerk, das jedoch zu den erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Leistungsabgabe gezählt und daher an dieser Stelle nicht behandelt wird.

### **2.1.1 Fossil betriebene Dampfkraftwerke**

In fossil befeuerten Dampfkraftwerken wird die Primärenergie für den Dampfkreislauf aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe gewonnen. Als Primärenergieträger für reine Dampfkraftwerke kommen die folgenden fossilen Brennstoffe infrage:

- Steinkohle
- Braunkohle
- Erdöl oder Erdgas
- Andere Rohstoffe wie Abfälle oder Biogas

Die fossilen Brennstoffe für den Einsatz in fossil gefeuerten Dampfkraftwerken unterscheiden sich rein technisch wesentlich durch ihren Brennwert, den Ausstoß von Klimagasen und den Wirkungsgrad der entsprechenden Kraftwerke. Tabelle 2.1 zeigt, dass Braunkohle den niedrigsten Brennwert und die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter kWh aufweist. Erdgas hingegen bietet beim Einsatz in Gas- und Dampfkraftwerken den höchsten Wirkungsgrad und sehr niedrige CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Bei Kohlekraftwerken handelt es sich um die gängigste Art des reinen Dampfkraftwerks, weswegen sie im Folgenden explizit beschrieben werden.

Tabelle 2.1: Vergleich der Kennzahlen fossiler Brennstoffe  
(Datenquellen: [13], [14], [15], [16] und [17])

	Brennwert in kWh/kg (Dichte von Erdgas angenommen mit 0,87 kg/m³)	CO <sub>2</sub> -Ausstoß bei der Stromerzeugung in g CO <sub>2</sub> -Äquivalent pro kWh erzeugten Stroms über den Lebenszyklus eines Kraft- werks	Wirkungsgrad der Stromerzeugung in %
Steinkohle	7 - 8	898 - 952	30 - 47
Braunkohle	ca. 6	969 - 1190	30 - 47
Erdgas (GuD)	7,2 - 9,6	398 - 544	39 - 60
Erdöl	ca. 12	ca. 890	30 - 45

## Kohlekraftwerke

In Kohlekraftwerken wird als Primärenergieträger Stein- oder Braunkohle verwendet. Zusätzlich zu den Anlagen des allgemeinen Kreisprozesses gemäß Abbildung 2.1 werden Anlagen zur Brennstoff- und Rauchgasbehandlung eingesetzt. Die eingebrachte Kohle wird über Kohlemühlen zu Staub zermahlen, der in den Brenner des Dampferzeugers eingeblasen wird. Es kommen als zusätzliche Verbraucher die Motoren von Mühlen und Ventilatoren hinzu.

In Braunkohlekraftwerken wird zusätzlich eine leistungsstarke Trocknungsanlage benötigt, da der Wassergehalt von Braunkohle üblicherweise bei ca. 40 - 50 % liegt [18]. Steinkohlekraftwerke nehmen ebenfalls eine Kohletrocknung vor, deren Leistung allerdings nur bei ca. einem Fünftel der Trocknungsanlagen in Braunkohlekraftwerken liegt.

Nach Verfeuerung der Kohle kommen weitere Anlagen z.B. für die Entstaubung und Entschwefelung des Rauchgases hinzu. Eine beispielhafte schematische Darstellung des Steinkohlekraftwerks Ibbenbüren mit den zentralen Anlagen der Brennstoff- und Rauchgasbehandlung ist in Abbildung 2.2 zu sehen.

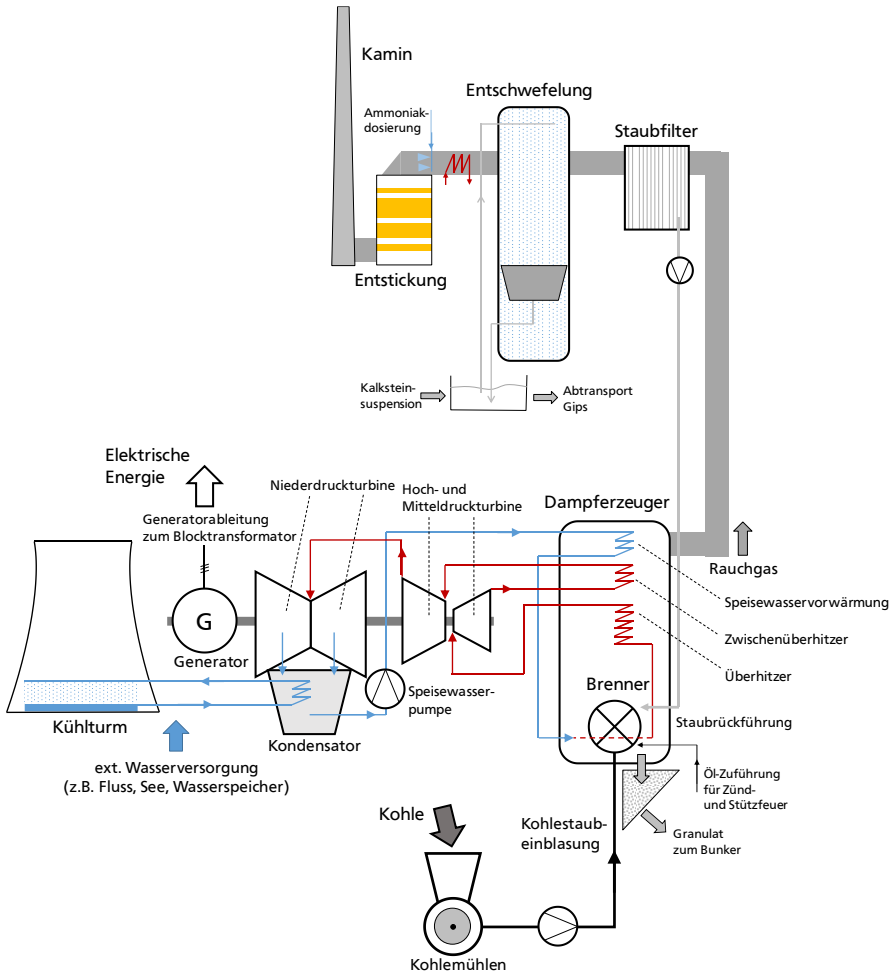


Abbildung 2.2: Schematischer Aufbau des Steinkohlekraftwerks Ibbenbüren  
(Quelle: [19], eigene Darstellung)

---

## Betriebsweise von Kohlekraftwerken

Steinkohlekraftwerke werden in Europa üblicherweise zur Mittellastdeckung eingesetzt. Entsprechend agieren sie nach einem Tagesfahrplan. Ebenfalls ist es übliche Praxis, dass ein Steinkohlekraftwerk für einzelne Wochentage (z.B. an Wochenenden oder einem Feiertag) komplett abgefahren wird. Dem Dampferzeuger wird die Feuerungsleistung über mehrere Brenner zugeführt. Eine große Leistungsreduktion hat das Abschalten einzelner Brenner zur Folge, welches zu einer zunehmend inhomogenen Temperaturverteilung im Dampferzeuger führt [11]. Um die Grenzen der im Dampferzeuger entstehenden mechanischen Spannungen nicht zu verletzen, werden mit Steinkohlekraftwerken im Mittellastbetrieb Betriebspunkte unterhalb von 40 - 50 % der Bemessungswirkleistung des Generators  $P_{rG}$  vermieden. Laut [20] liegt die übliche Laständerungsgeschwindigkeit von Steinkohleblöcken bei ca. 1,5 %  $P_{rG}/\text{min}$ , wobei in bestehenden Anlagen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 4 %  $P_{rG}/\text{min}$  als möglich angesehen werden.

Braunkohlekraftwerke werden in Deutschland wegen der niedrigen Grenzkosten als Grundlastkraftwerke betrieben. Durch ihre Lage in der Nähe von Braunkohletagebaugebieten verfügen sie über sehr niedrige Brennstoffkosten, weshalb ihre Fixkosten maßgeblich für die Grenzkosten verantwortlich sind. Braunkohlekraftwerke werden nicht unterhalb einer Leistung von 50 %  $P_{rG}$  betrieben. Neben der Vermeidung unzulässiger thermischer Spannungen im Dampferzeuger ist dies der Notwendigkeit einer Braunkohletrocknung mit Rauchgas geschuldet. Bei kleinen Leistungen unterhalb 50 %  $P_{rG}$  kann nicht mehr ausreichend trockener Brennstoff über die rauchgasinduzierte Trocknung bereitgestellt werden, um das Kraftwerk in einem konstanten Arbeitspunkt zu betreiben. Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von Braunkohlekraftwerken liegen im Bereich von ca. 1 %  $P_{rG}/\text{min}$ . Eine Laständerungsgeschwindigkeit von bis zu 2,5 %  $P_{rG}/\text{min}$  wird durch [20] für aktuelle Anlagen als machbar eingestuft, wobei bereits mit den 2003 und 2011 in Betrieb gegangenen neuen Blöcken der Standorte Neurath und Niederaußem laut [22] je nach Betriebspunkt Leistungsrampen von ca. 2,8 bis 5,7 %  $P_{rG}/\text{min}$  realisiert wurden.

Kohlekraftwerke können üblicherweise 5 %  $P_{rG}$  als Primärregelleistung vorhalten. Hierbei wird die Hochdruckturbine mit Hilfe des Einlassventils angedrosselt gefahren. Bei einer Primärregelleistungsanforderung kann der Dampfstrom durch Ventilöffnung kurzfristig erhöht werden und es wird, im wesentlichen verzögert durch Dampfstrom- und Turbinenzeitkonstanten, Primärregelleistung zur Verfügung gestellt. Die Hälfte dieser Regelleistung, 2,5 %  $P_{rG}$ , kann innerhalb von 5 s aktiviert werden [23].

---

Kapitel 4.3.1 beschreibt das für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit verwendete Dampfturbinenmodell.

### **2.1.2 Kernkraftwerke**

Neben der fossilen Befeuerung lässt sich der Dampferzeuger für den Dampfkraftkreislauf auch mit freiwerdender Energie aus der Kernspaltung schwerer Atomkerne betreiben. Auf diesem Prinzip basieren weltweit alle kommerziell betriebenen Kernkraftwerke. Zur Beschreibung des Kreisprozesses wird zwischen zwei grundlegenden Bauarten von Kernkraftwerken unterschieden:

- Druckwasserreaktoren
- Siedewasserreaktoren

#### **Druckwasserreaktoren**

In Druckwasserreaktoren wird die aus der Kernspaltung gewonnene Energie an mit Borsäure versetztes Wasser abgegeben. Dies geschieht im sog. Reaktordruckbehälter. Das Wasser steht hierbei unter einem Druck von 150 bis 160 bar und erwärmt sich auf ca. 325 °C. Durch den hohen Druck kommt es nicht zum Sieden des Wassers. Das mit Borsäure versetzte Wasser befindet sich ausschließlich im Primärkreislauf, bestehend aus Reaktordruckbehälter, Wärmetauscher zum Dampferzeuger und Hauptkühlmittelpumpe. Mit Hilfe eines Wärmetauschers wird die Energie an das Wasser im Dampferzeuger des Sekundärkreislaufs weitergegeben. Es wird Wasserdampf erzeugt und über mehrerer Turbinen- und Überhitzerstufen entspannt. Im Kondensator gibt das Wasser seine Restwärme an einen dritten Kühlwasserkreislauf ab. Über die Speisepumpe des Sekundärkreislaufs wird das Wasser wieder dem Dampferzeuger zugeführt. Der reine Dampfprozess des Kernkraftwerks ist daher grundsätzlich gleich zum Dampfprozess in fossil befeuerten Dampfkraftwerken [23]. Abbildung 2.3 zeigt schematisch die Funktionsweise des Druckwasserreaktors.



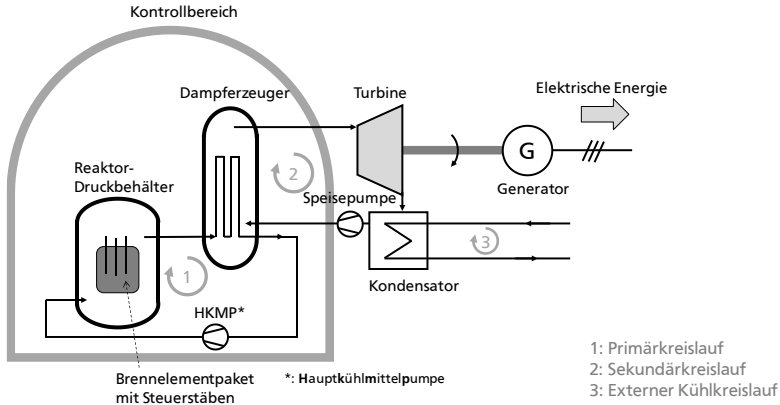


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Druckwasserreaktors

## Betriebsweise von Druckwasserreaktoren

Druckwasserreaktoren werden in ihrer Leistungsabgabe über den Borsäuregehalt des Kühlwassers des Primärkühlkreislaufrs sowie über die Steuerstäbe des Reaktorkerns (siehe Abbildung 2.3) gesteuert. Druckwasserreaktoren haben zudem die Eigenschaft, dass eine erhöhte Leistungsabnahme durch die Turbine eine erhöhte Dampfenahme aus dem Dampferzeuger und damit eine Temperaturverringerng im Primärkreislauf zur Folge hat. Diese Temperaturverringerng führt zu einer Verdichtung des Moderators was eine erhöhte Anzahl von Spaltprozessen und damit eine erhöhte thermische Leistungsabgabe nach sich zieht [23]. Hierbei handelt es sich faktisch um eine intrinsische Leistungsregelung. Druckwasserreaktoren müssen mit einer Mindestleistung von 20 bis 30 %  $P_{TG}$  betrieben werden. Ein dauerhafter Betrieb unterhalb von 50 %  $P_{TG}$  wird jedoch aufgrund des ungleichmäßigen Brennelementeabbrands vermieden. Im Bereich bis 80 %  $P_{TG}$  sind Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 5 %  $P_{TG}/\text{min}$  möglich. Im Leistungsbereich  $> 80$  %  $P_{TG}$  können hohe Laständerungsgeschwindigkeiten von 10 %  $P_{TG}/\text{min}$  erreicht werden. Routinemäßig werden jedoch sowohl in Frankreich als auch in Deutschland nur Laständerungen von ca. 1-1,5 %  $P_{TG}/\text{min}$  gefahren [24]. Die Vorhaltung und Aktivierung von Primärregelleistung geschieht im Druckwasserreaktor in der Höhe von 5 %  $P_{TG}$  analog zum Kohlekraftwerk über den Kondensatstau vor der Hochdruckturbine. Für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit ist damit für Druckwasserreaktoren von der gleichen Dynamik auszugehen wie für Kohlekraftwerke. Entsprechend wird das gleiche Turbinenreglermodell gemäß Kapitel 4.3.1 verwendet.

## Siedewasserreaktoren

In Siedewasserreaktoren werden im Gegensatz zu Druckwasserreaktoren lediglich zwei Wasserkreisläufe verwendet. Der Reaktordruckbehälter fungiert gleichzeitig auch als Dampferzeuger. Die Energie aus der Kernspaltung wird an das Wasser des Primärkreislauftes abgegeben, dieses verdampft und wird über Zwischenüberhitzer der Turbine zugeführt. Der Frischdampf hat einen Druck von ca. 70 bar bei ca. 300 °C. Er wird in der Turbine entspannt, deren Drehbewegung über die Welle auf den Rotor des Synchrongenerators übergeht. Dieser wandelt die Rotationsenergie in elektrische Energie um. Im Kondensator hinter der Turbine wird dem Dampf die Restwärme entzogen. Der Kondensator wird über einen Sekundärkühlkreis mit Wasser gekühlt. Über die Hauptkühlmittelpumpe wird das Wasser des Primärkreislauftes wieder dem Reaktordruckbehälter zugeführt. Die Besonderheit des Siedewasserreaktors gegenüber dem Druckwasserreaktor ist, dass neben dem Reaktordruckbehälter und der Hauptkühlmittelpumpe auch das Maschinenhaus mit Turbine und Synchrongenerator direkt mit dem Primärkreislauf verbunden sind und daher dem strahlenüberwachten Kontrollbereich angehören. Abbildung 2.4 zeigt schematisch die Funktionsweise des Siedewasserreaktors.

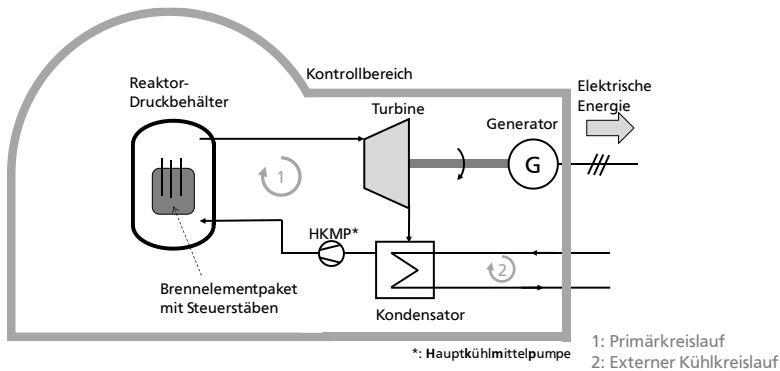


Abbildung 2.4: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines Siedewasserreaktors

## Betriebsweise von Siedewasserreaktoren

Eine Leistungsänderung von Siedewasserreaktoren wird durch eine erhöhte Umwälzgeschwindigkeit des Primärkühlmittels erreicht. Die stabile technische Mindestlei-

---

stung liegt bei 60 %  $P_{TG}$ . Unterhalb von 80 %  $P_{TG}$  können Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von 3,8 bis 4,6 %  $P_{TG}/\text{min}$  erreicht werden. Im Leistungsbereich  $> 80$  %  $P_{TG}$  lassen sich Leistungsänderungen bis 10 %  $P_{TG}/\text{min}$  erreichen [24].

Die Vorhaltung von Primärregelleistung ist im Siedewasserreaktor wie in allen großen Dampfkraftwerken über eine entsprechende Dampfvorhaltung vor der Hochdruckturbinen gelöst. Für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit ist damit für Siedewasserreaktoren ebenfalls von der gleichen Dynamik auszugehen wie für Kohlekraftwerke. Kapitel 4.3.1 beschreibt das entsprechend verwendete Dampfturbinenmodell.

---

## 2.2 Gasturbinenkraftwerke

---

Im Gegensatz zu Dampfkraftwerken ist bei Gasturbinenkraftwerken kein aufwändiger (Wasser-)Dampfkreislauf notwendig. In Gasturbinenkraftwerken wird Umgebungsluft über einen Verdichter auf einen Druck bis ca. 30 bar gebracht und einer Gasturbine zugeführt. Die verdichtete Luft weist bereits eine hohe Temperatur von ca. 250-300 °C auf. Sie wird in eine Brennkammer eingeführt. In diese Brennkammer wird das Gas eingeleitet. Das Gas-Luft-Gemisch wird entzündet und strömt mit Temperaturen zwischen 1000 °C und 2000 °C in die eigentliche Gasturbine ein. Auf der Turbinenwelle befinden sich der Verdichter und der Rotor des Synchrongenerators, wobei der Synchrongenerator auf der "kalten" Seite des Verdichters platziert ist. Die Drehbewegung der Welle wird über den Synchrongenerator in elektrische Leistung umgewandelt. Der Verdichter benötigt ca. ein Drittel der Turbinenleistung als Antriebsleistung und schmälert damit den Gesamtwirkungsgrad erheblich. Das Abgas der Gasturbine weist noch Temperaturen zwischen 500 °C und 600 °C auf, wodurch der Wirkungsgrad auf ca. 30-35 % beschränkt ist. Bei den meisten Gasturbinen wird das heiße Abgas zur Vorwärmung der Luft nach dem Verdichter verwendet. Abbildung 2.5 verdeutlicht den Gasturbinenprozess anhand einer einfachen schematischen Darstellung. Thermodynamisch handelt es sich um einen Joule-Brayton-Kreisprozess [23], [25], [26].

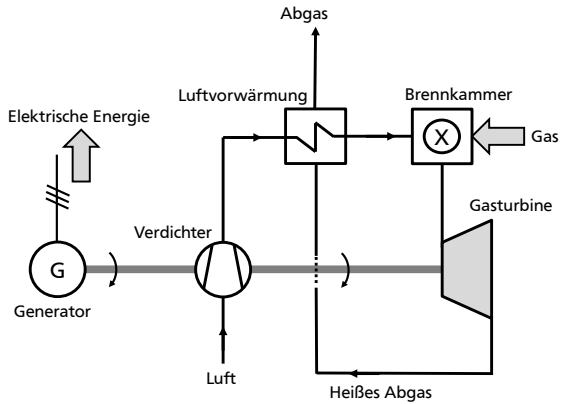


Abbildung 2.5: Schamatische Darstellung eines einfachen Gasturbinenprozesses

### Betriebsweise von Gasturbinenkraftwerken

Durch den gegenüber Dampfkraftwerken einfacheren Kreisprozess können Gasturbinenkraftwerke aus dem Stillstand in 15 - 30 min auf Bemessungsbetrieb angefahren werden. Reine Gasturbinenkraftwerke sind schwarzstartfähig. Im Bereich zwischen 40 % und 100 %  $P_{TG}$  sind Leistungsrampen von 20 %  $P_{TG}/\text{min}$  möglich. Der Wirkungsgrad sinkt jedoch während dieser hochdynamischen Fahrweise auf ca. 27-32 % [20], [26].

Gasturbinenkraftwerke werden derzeit im Wesentlichen auf dem Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt eingesetzt. Für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit wird jedoch davon ausgegangen, dass im Fall einer zunehmend favorisierten Nutzung von Gaskraftwerken diese auch in der Primärregelung eingesetzt werden. Moderne Gasturbinenkraftwerke können durch die direkte Regelung der Brennstoffzufuhr und aufgrund der kleinen Gasturbinenzeitkonstante sehr schnell Primärregelleistung bereitstellen. Das entsprechend verwendete Gasturbinenmodell wird in Kapitel 4.3.2 beschrieben.

## 2.3 Gas- und Dampfkraftwerke

Bei der Energiewandlung in Gas- und Dampfkraftwerken handelt es sich um einen Kombinationsprozess aus dem Prozess der reinen Gasturbine und dem Prozess der reinen Dampfturbine. Da die Abgase reiner Gasturbinen ein sehr hohes Temperaturniveau von 500 bis 600 °C aufweisen, können diese zur Erzeugung unterkritischen Dampfes in einer Dampfturbinenanlage verwendet werden. Hierbei werden die Abgase einem Dampferzeuger zugeführt. Der erzeugte (Wasser-)Dampf wird in einer Dampfturbine entspannt. Die Dampfturbine befindet sich hierbei auf der gleichen Welle wie die Gasturbine. Die Gesamtleistung des Gas- und Dampfkraftwerks kann also über einen auf der gleichen Welle aufgebrachten Synchrongenerator ins Netz gespeist werden. Es sind jedoch auch Bauformen mit getrennten Wellensträngen und mehreren Synchrongeneratoren möglich. Durch den Kombinationsprozess lassen sich Gesamtwirkungsgrade von 50 bis 60 % erreichen. Nach der Entspannung durch die Turbine wird das Wasser über einen durch einen Sekundärkreislauf gekühlten Kondensator wieder auf die Ursprungstemperatur gebracht und über eine Speisepumpe dem Dampferzeuger erneut zugeführt [23], [26]. Abbildung 2.6 zeigt eine Schemadarstellung eines Gas- und Dampfkraftwerks.

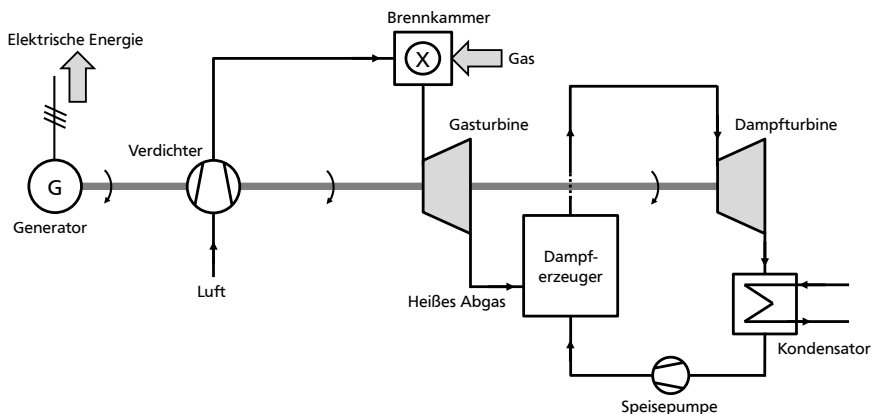


Abbildung 2.6: Schematische Darstellung eines einfachen Gas- und Dampfturbinenprozesses bei Anordnung von Gasturbine, Dampfturbine, Verdichter und Generator auf einer Welle

---

## Betriebsweise von Gas- und Dampfkraftwerken

Gas- und Dampfkraftwerke können aufgrund der eingesetzten Gasturbine hohe Lastrampen von 7 bis 10 %  $P_{TG}/\text{min}$  im Betriebsbereich zwischen 40 und 100 %  $P_{TG}$  fahren. Die gegenüber der reinen Gasturbine großen Zeitkonstanten von Dampferzeuger und Dampfturbine machen sich beim Startverhalten bemerkbar. Im Heißstart werden 1 bis 1,5 h Anfahrzeit im Kaltstart 3 bis 4 h Anfahrzeit benötigt. Gas- und Dampfkraftwerke sind aufgrund der eingesetzten Gasturbine schwarzstartfähig, da kaskadiert zunächst die Gasturbine und anschließend die Dampfturbine in Betrieb genommen wird [20].

Gas- und Dampfkraftwerke können bei entsprechender Ausrüstung Primärregelleistung, wie in [27] beschrieben, über eine direkte Ansteuerung der Gasturbine bereitstellen. Für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Gasturbine zur schnellen Bereitstellung von Primärregelleistung eingesetzt wird. Entsprechend wird in der späteren Modellierung das gleiche Turbinenmodell wie für das reine Gasturbinenkraftwerk gemäß Kapitel 4.3.2 eingesetzt.

---

## 2.4 Wasserkraftwerke

---

Neben Kraftwerken, die über thermodynamische Energiewandlungsprozesse durch Verbrennung von Primärenergieträgern arbeiten, werden die hydraulisch arbeitenden Wasserkraftwerke in dieser Arbeit zu den konventionellen Kraftwerken hinzugezählt. Obwohl es sich um Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien handelt, weisen sie durch ihre klassische Ausführung mit einem netzgekoppelten Schenkelpol-Synchrongenerator und der zugehörigen Regelsysteme wie Spannungs- und Turbinenregelung ähnliche Betriebscharakteristika wie konventionelle brennstoffbetriebene Kraftwerke auf.

Zur Umwandlung der kinetischen Wasserenergie in die Drehbewegung einer Antriebswelle werden verschiedene Arten von Wasserturbinen verwendet. Die Art der eingesetzten Wasserturbine richtet sich unter anderem nach dem Typ des Wasserkraftwerks. Es wird zwischen den folgenden Typen von Wasserkraftwerken unterschieden [23], [28], [29]:

- Laufwasserkraftwerke (Niederdruckanlagen)
- Speicherkraftwerke (Mittel- oder Hochdruckanlagen)
- Pumpspeicherkraftwerke (Hochdruckanlagen)

## 2.4.1 Laufwasserkraftwerke

Bei Laufwasserkraftwerken handelt es sich um Wasserkraftwerke die üblicherweise in einem Flusslauf eingesetzt sind und sehr niedrige Fallhöhen zwischen Ober- und Unterwasser  $< 25$  m aufweisen. Als Wasserturbine kommt die Kaplan-Turbine zum Einsatz, die für kleine Fallhöhen und große Volumendurchflüsse die besten Wirkungsgrade gegenüber anderen Wasserturbinen erzielt. Laufwasserkraftwerke haben Gesamtwirkungsgrade zwischen 75 und 93 % [12], [28], [29]. Abbildung 2.7 zeigt eine Schemadarstellung.

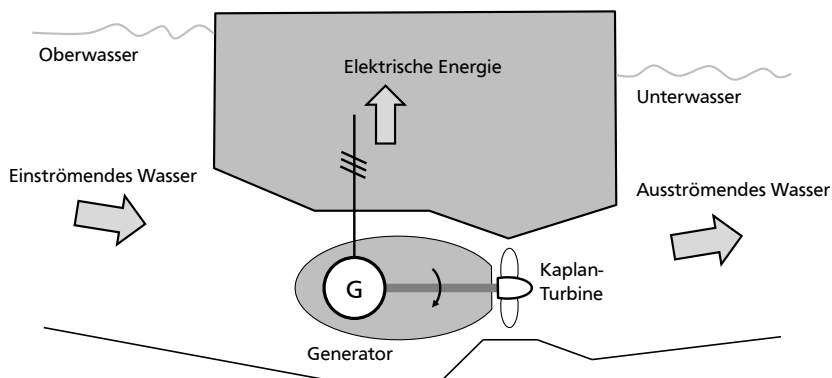


Abbildung 2.7: Einfache schematische Darstellung eines Laufwasserkraftwerks

## 2.4.2 Speicherwasserkraftwerke

Bei Speicherwasserkraftwerken werden Fließgewässer vor einer Staumauer zu einem Stausee aufgestaut. Gegenüber dem Laufwasserkraftwerk ergeben sich üblicherweise Fallhöhen  $> 50$  m. Zudem spricht man bei Fallhöhen  $\leq 200$  m von Mitteldruckanlagen und bei Fallhöhen  $> 200$  m von Hochdruckanlagen. In den meisten Speicherkraftwerken kommt eine Francis-Turbine zum Einsatz, die bei Fallhöhen bis ca. 100 m den besten Wirkungsgrad gegenüber anderen Wasserturbinentypen aufweist [12], [28], [29]. Die Funktionsweise eines Speicherkraftwerks ist in Abbildung 2.8 schematisch dargestellt.

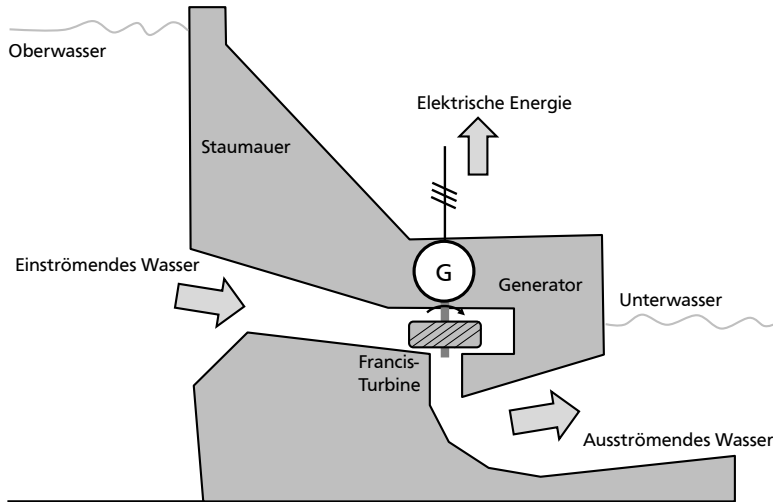


Abbildung 2.8: Einfache schematische Darstellung eines Speicherwasserkraftwerks

### 2.4.3 Pumpspeicherkraftwerke

Bei Pumpspeicherkraftwerken handelt es sich um Wasserkraftwerke, die den Wasseraustausch zwischen einem oberen und einem unteren Wasserreservoir zur Energieumwandlung nutzen. Pumpspeicherkraftwerke sind wegen ihrer geografischen Anforderungen in Bergregionen zu finden und verfügen meist über sehr hohe Fallhöhen bis hin zu 2000 m. Dementsprechend werden die meisten Pumpspeicherkraftwerke zu den Hochdruckanlagen gezählt. Für Hochdruckanlagen mit Fallhöhen > 200 m führt der Einsatz einer Pelton-Turbine zum besten Wirkungsgrad unter den Wasserturbinen. Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich dadurch aus, dass ihre Reservoirs meist über keinen für den Kraftwerksbetrieb ausreichenden natürlichen Zulauf verfügen. In Zeiten niedriger Strompreise wird mit Hilfe von Pumpen Wasser aus dem unteren ins obere Reservoir gepumpt um dieses in Zeiten hoher Strompreise wieder herunterfließen zu lassen und über die Wasserturbine mit dem angeschlossenen Synchrongenerator zu verstromen. Damit handelt es sich bei Pumpspeicherkraftwerken um die derzeit einzigen Einrichtungen, die elektrische Energie in großer Menge über längere Zeiträume von mehreren Tagen verlustarm speichern können. Der Wirkungsgrad im Pump- und Turbinenbetrieb beträgt jeweils ca. 85 bis 90 %, wodurch sich ein Gesamtnutzungsgrad eines kompletten Ein- und Ausspeichervorgangs von 72 bis 80 % ergibt. Abbildung 2.9 zeigt die Schemadarstellung eines Pumpspeicherkraftwerks.



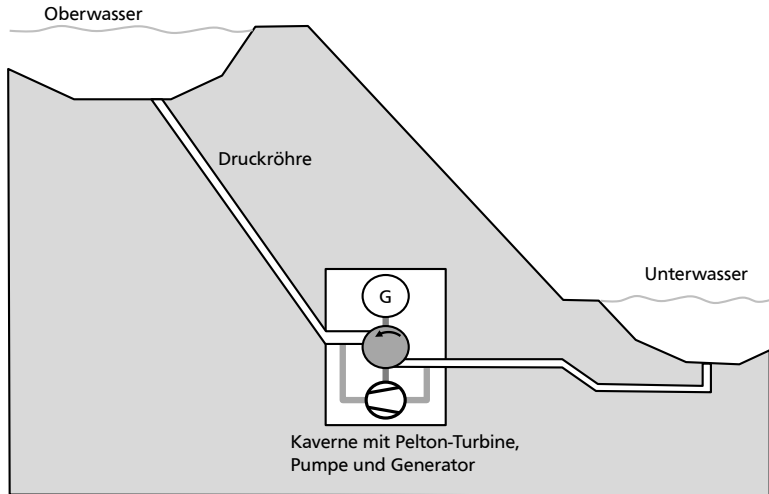


Abbildung 2.9: Einfache schematische Darstellung eines Pumpspeicherwasserkraftwerks

#### 2.4.4 Betriebsweise von Wasserkraftwerken

Wasserkraftwerke werden je nach Typ sehr unterschiedlich betrieben. Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken ist oft saisonal bedingt an den Wasserstand von Flüssen gekoppelt und kann beispielsweise in Sommermonaten niedriger ausfallen oder sogar komplett entfallen. Eine Androsselung von Laufwasserkraftwerken ist über Bypasskanäle möglich, hierdurch bleibt jedoch die am Kraftwerk vorbeigeführte Wassermenge ungenutzt. Ein Bypassbetrieb zugunsten einer flexiblen Leistungsregelung wird nicht als wirtschaftlich angesehen. Große Speicherkraftwerke sind üblicherweise auf einen Dauerbetrieb ausgelegt und können eine schnelle Anpassung ihrer Leistung über die Steuerung der Wasserturbinenventile vornehmen. Pumpspeicherkraftwerke werden in Hochlastzeiten zur Stromerzeugung genutzt, während sie in Schwachlastzeiten im Pumpbetrieb arbeiten. Es werden so die Preisunterschiede zwischen Hochlast- und Schwachlastzeiten ausgenutzt.

Für die in dieser Arbeit untersuchten Primärregelaufgaben sind vor allem große Speicherkraftwerke interessant. Pumpspeicherkraftwerke agieren eher auf dem Sekundärregel- und Minutenreservemarkt. Daher liegt der Fokus bei der späteren Modellierung für Frequenzuntersuchungen auf Speicherkraftwerken. Das entsprechende Wasserturbinenmodell wird in Kapitel 4.3.3 beschrieben.

---

## 2.5 Fahrweise eines Kraftwerksparks

---

Neben den prozesstechnischen Gegebenheiten ist es für Erzeugungsanlagen wichtig, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sie arbeiten. Aus den technischen Rahmenbedingungen lässt sich ableiten, wie Erzeugungsanlagen auf bestimmte Netzgegebenheiten wie Frequenz- oder Spannungsabweichungen reagieren und wie sich der Einsatz der Erzeugungsanlagen aufgrund der aktuellen Nachfrage durch die Verbraucher gestaltet. Obwohl es sich beim kontinentaleuropäischen Netzgebiet um ein elektrisch synchron betriebenes System handelt, agieren Erzeugungsanlagen zunächst aufgrund der nationalen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E wirkt dem aktuell mit der Erarbeitung europaweiter technischer Betriebsrichtlinien in Form von Netz- und Systemregeln (engl.: Network Codes) entgegen. Zudem tauschen sich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der einzelnen europäischen Länder regelmäßig über technische Randbedingungen des Netzbetriebs aus, wodurch nationale technische Randbedingungen verschiedener Länder zum Teil gleiche Anforderungen an Erzeugungsanlagen stellen. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bleiben durch die ENTSO-E Netz- und Systemregeln unberührt. Sie werden im wesentlichen durch die nationalen Strommarktgegebenheiten festgelegt. Durch den bereits stattfindenden europaweiten Stromhandel z.B. über den europäischen Marktplatz für Energie, EEX, besteht eine zum Teil starke Kopplung nationaler Strommärkte.

Nachfolgend sind dem Fokus dieser Arbeit entsprechend die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen für den Betrieb von Erzeugungsanlagen im Deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz (HS- und HöS-Netz) beschrieben.

### 2.5.1 Technische Anforderungen an konventionelle Kraftwerke in der Hoch- und Höchstspannungsebene

Konventionelle Großkraftwerke sind üblicherweise über einen Blocktransformator an die HS- oder HöS-Ebene angeschlossen. Bis ca. 300 MVA Bemessungsleistung werden Kraftwerke in der HS-Ebene (110 kV), ab ca. 300 MVA Bemessungsleistung in der HöS-Ebene (220 kV und 380 kV) angeschlossen [23]. In Deutschland gelten für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das elektrische Energieversorgungsnetz sog. Netz- und Systemregeln. Diese sind je nach Spannungsebene unterschiedlichen Regelwerken zu entnehmen. Dieses Unterkapitel verdeutlicht, welche technischen Anforderungen konventionelle Kraftwerke bei am Netzanschluss auftretenden Frequenz- und Spannungsabweichungen sowie Netzstörungen zu erfüllen haben.

---

Im August 2007 veröffentlichte der VDN den derzeit geltenden *Transmission Code 2007* [31]. Dieser galt bis 31. Dezember 2014 für alle Erzeugungsanlagen in der HS- und HöS-Ebene. Zudem galt für EEG-Erzeugungsanlagen der zusätzliche *VDN Leitfa-den - EEG-Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz* [32]. Am 01. Januar 2015 trat die VDE Anwendungsregel *VDE-AR-N 4120* [33] in Kraft. Diese ersetzt die Kapitel 3 und 5 des *Transmission Code 2007* und den *VDN Leitfa-den EEG-Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz* für Erzeugungsanlagen, die in der HS-Ebene angeschlossen sind. Damit werden wesentliche betriebliche Anforderungen aus dem *Transmission Code 2007* durch die *VDE-AR-N 4120* ersetzt. Die beiden Regelwerke enthalten unter anderem Anforderungen an die Wirk- und Blindleistungsbereitstellung in Abhängigkeit von Netzspannung und -frequenz, sowie Vorgaben für das Verhalten bei Netzstörungen und Randbedingungen für eine Trennung vom Netz. Im Verbundnetzbetrieb gelten die Netz- und Systemregeln des Verbundnetzverbandes ENTSO-E. Für den Betrieb konventioneller Kraftwerke ist der *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* [34] zu berücksichtigen. Er ist aktuell in der Verordnung 2016/631 der europäischen Kommission verankert und wird nun soweit notwendig in die nationalen Regelwerke eingearbeitet. [34] sieht einen breiten Spielraum für die nationale Regelwerksgestaltung vor, so dass mit der Erfüllung der deutschen Netz- und Systemregeln für Erzeugungsanlagen im HöS- und HS-Netz auch [34] erfüllt ist. Diese Arbeit konzentriert sich daher auf den *Transmission Code 2007* [31] und die *VDE-AR-N 4120* [33].

Für diese Arbeit ist entscheidend, welche technischen Rahmenbedingungen von Erzeugungsanlagen für Frequenz- und Spannungsabweichungen am Netzanschlussknoten eingehalten werden müssen. Die entsprechenden Vorgaben gemäß [31] für Erzeugungsanlagen am HöS-Netz und [33] für Erzeugungsanlagen am HS-Netz werden nachfolgend verglichen. Um die Anforderungen vergleichbar zu machen, wird auf die Nomenklatur aus den Regelwerken verzichtet und an geeigneten Stellen eine eigene allgemeine Nomenklatur für die verwendeten Kenngrößen wie Wirkleistungs-, Blindleistungs- oder Spannungswerte eingeführt.

### **Verhalten bei Frequenzabweichungen**

Bei Über- oder Unterfrequenz muss eine Erzeugungsanlage aus dem Bemessungsbetrieb heraus die Mindestanforderung der Wirkleistungsabgabe in der HöS-Ebene gemäß Abbildung 2.10 und in der HS-Ebene gemäß Abbildung 2.11 einhalten.

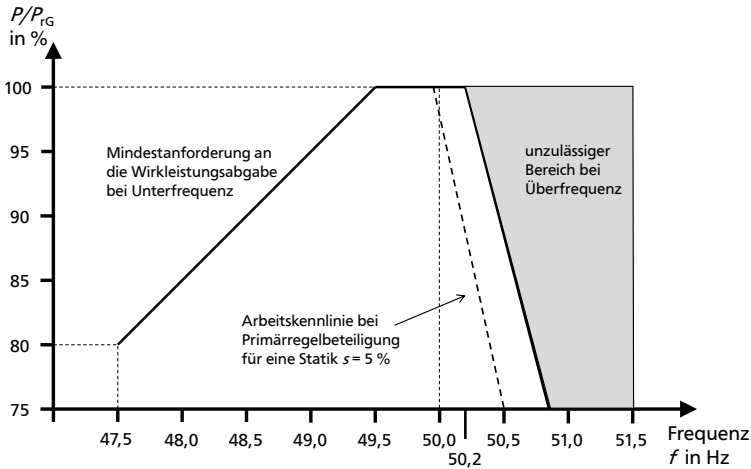


Abbildung 2.10: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe bei Unter- oder Überfrequenz für Erzeugungsanlagen im H6S-Netz (Quelle: [31], eigene Darstellung)

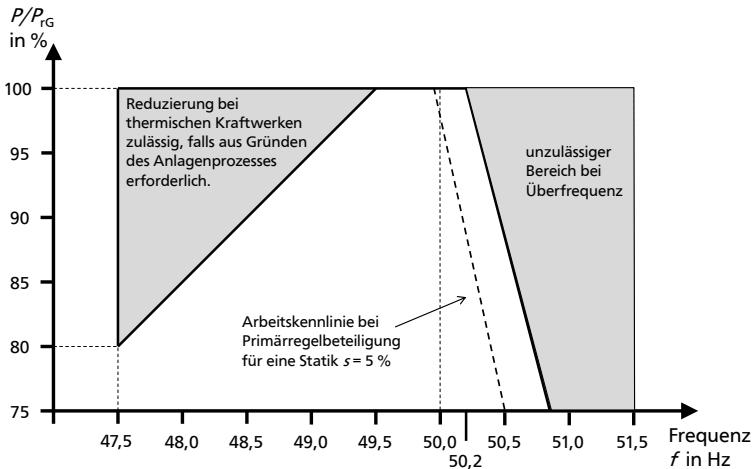


Abbildung 2.11: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe bei Unter- oder Überfrequenz für Erzeugungsanlagen im HS-Netz (Quelle: [33], eigene Darstellung)

Die Anforderungen nach Abbildung 2.10 und Abbildung 2.11 gelten für den quasistationären Betrieb mit Frequenzgradienten  $\leq 0,5\%/min$  und Spannungsgradienten

$\leq 5 \text{ %/min}$ . Der quasistationäre Betriebsbereich ist für die HS- und HöS-Ebene gleich definiert.

Gemäß [31] muss sich jedes Kraftwerk in der HöS-Ebene mit einer Bemessungswirkleistung  $> 100 \text{ MW}$  mit einem Regelband von mindestens  $\pm 2 \text{ % } P_{TG}$  an der Primärregelung beteiligen. Zusätzlich besteht die Anforderung, dass Erzeugungsanlagen im dynamischen Kurzzeitbereich (d.h. außerhalb des quasistationären Betriebsbereichs) oberhalb der in Abbildung 2.12 ausgezeichneten Kurve nicht von ihrem Bemessungsbetrieb bzw. ihrem aktuellen Wirkleistungsbetriebspunkt abweichen. Diese Anforderung ist für HS- und HöS-Ebene identisch.

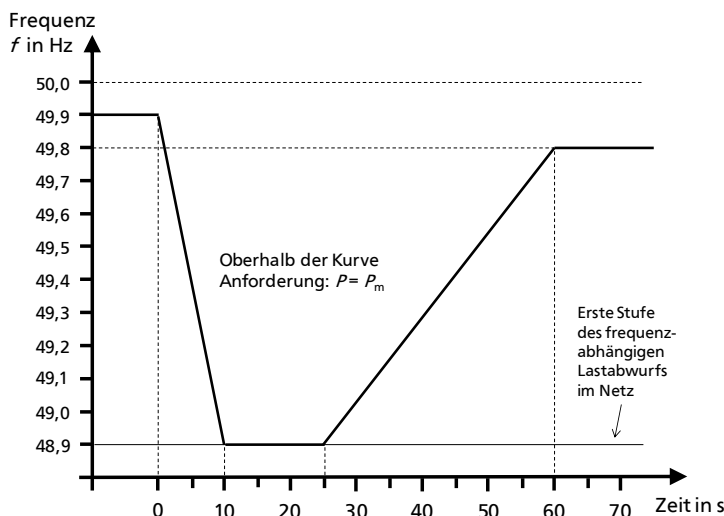


Abbildung 2.12: Anforderungen an die Wirkleistungsabgabe im dynamischen Kurzzeitbereich in Abhängigkeit der Frequenz (Quellen: [31] und [33], eigene Darstellung)

Bei Überfrequenz im Bereich  $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$  müssen laut [33] Erzeugungsanlagen in der HS-Ebene ihre Wirkleistungsabgabe mit einem Gradienten von  $40 \text{ % } P_m$  reduzieren, wobei  $P_m$  die zum Zeitpunkt der Überschreitung von  $50,2 \text{ Hz}$  momentane Wirkleistungsabgabe ist. Diese Vorgabe wird für die HöS-Ebene laut [31] explizit nur für EEG-Erzeugungsanlagen gefordert. Konventionelle Erzeugungsanlagen werden hier nicht gesondert erwähnt. Bei Netzfrequenzen  $> 51,5 \text{ Hz}$  müssen sich die Erzeugungseinheiten sofort vom Netz trennen. Dies gilt sowohl in der HS- als auch in der HöS-Ebene für alle Erzeugungsanlagen.

## Verhalten bei Spannungsabweichungen durch Netzstörung

Für das Verhalten bei Spannungsabweichungen durch Netzstörung wird für HS- und HöS-Ebene die gleiche Unterscheidung der Erzeugungsanlagen in Typ 1 mit und Typ 2 ohne direkt gekoppelten Synchrongenerator gemacht. Erzeugungsanlagen vom Typ 1 dürfen sich im HS-Netz laut [33] bei Netzspannungen oberhalb der in Abbildung 2.13 gezeigten Kurven nicht vom Netz trennen. Die gezeigten Kurven werden als sog. Fault-Ride-Through-Kurven (FRT-Kurven) bezeichnet. Es wird eine Unterscheidung zwischen zweipoligem und dreipoligem Netzfehler gemacht. Die Fehlerklärungszeit wird für den dreipoligen Fehler auf 150 ms und für den zweipoligen Fehler auf 220 ms festgelegt. Die Kurven entsprechen (2.3) für einen dreipoligen Fehler und (2.4) für einen zweipoligen Fehler.

$$u(t) = 1 - e^{\sqrt{3} \frac{150-t}{t}} \quad (2.3)$$

$$u(t) = 1 - e^{\sqrt{2} \frac{220-t}{t}} \quad (2.4)$$

Größter Wert  
der drei verketteten  
Netzspannungen  
 $U/U_n$  in %

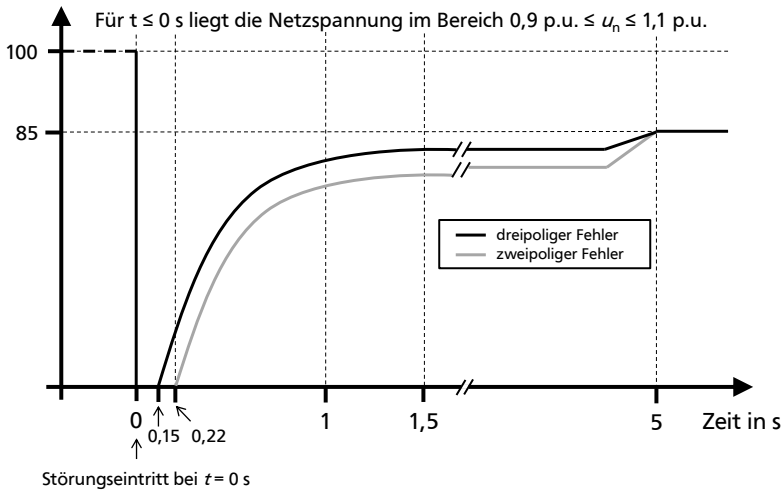


Abbildung 2.13: FRT-Kurve für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 im HS-Netz  
(Quelle: [33], eigene Darstellung)

Für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren am HöS-Netz werden durch [31] keine FRT-Kurven vorgegeben. Hier wird für deren Verhalten bei Netzfehlern auf die "...Anforderungen aus den vorangehenden Abschnitten des Kapitels 3..." ([31], S. 37) verwiesen. Dort wird bei sinkender Netzspannung eine entsprechende Stufung des Maschinentransformators vorgeschrieben "...um die Erzeugungseinheit in dieser außergewöhnlichen Situation möglichst lange am Netz zu halten und das Netz stützen zu lassen." ([31], S. 32). Ab einer quasistationären Netzspannung  $\leq 85\% U_n$  ist eine Trennung der Erzeugungsanlagen vom Netz zulässig.

Ab Fehlerbeginn wird für Erzeugungsanlagen in der HS-Ebene explizit eine Blindstromeinspeisung während des Fehlers, wie in Abbildung 2.14 dargestellt, gefordert. Der zusätzlich geforderte Blindstrom ist hierbei proportional zur Spannungsänderung:

$$\Delta i_B = k \Delta u \quad (2.5)$$

$\Delta i_B$	:	geforderte zusätzliche Blindstromeinspeisung
$\Delta u$	:	Spannungsdifferenz am Netzanschlussknoten
$k$	:	Proportionalitätsfaktor

Der Proportionalitätsfaktor  $k$  kann durch den zuständigen ÜNB im Bereich  $2 \leq k \leq 6$  gewählt werden. Wird kein Faktor vorgegeben, so gilt  $k = 2$ . Die Indizes '1' und '2' in Abbildung 2.14 bezeichnen den einzuspeisenden Mit- und Gegensystemblindstrom in Abhängigkeit von den Spannungsabweichungen im Mit- und Gegensystem.

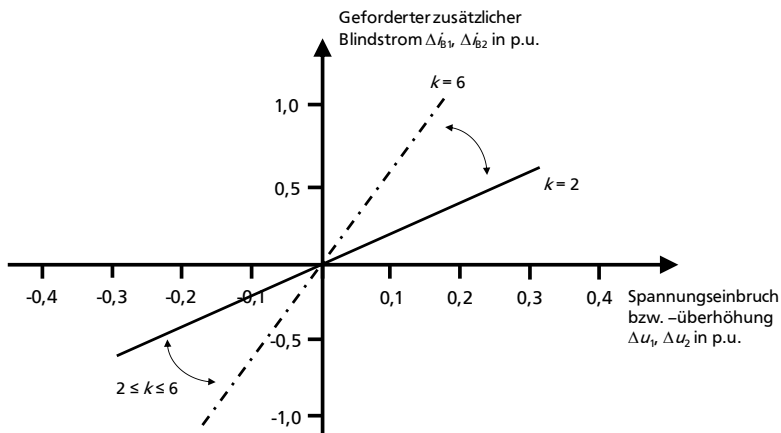


Abbildung 2.14: Geforderte zusätzliche Blindstromeinspeisung im Fehlerfall für Erzeugungsanlagen im HS-Netz (Quelle: [33], eigene Darstellung)

Für Netzfehler mit Restspannungen  $< 15 \% U_n$  bestehen keine Anforderungen an die Einspeisung eines Blindstromes. Entsprechende Anforderungen werden in der HöS-Ebene nur für die EEG-Erzeugungsanlagen gemacht. Die Blindstromeinspeisung folgt nach [31] für EEG-Erzeugungsanlagen in der HöS-Ebene ebenfalls Gleichung (2.5). Hierbei wird  $k \geq 2$  vom ÜNB vorgegeben. Im Gegensatz zur HS-Ebene ist hier ein Totband von  $U_n \pm 10 \%$  vorgesehen.

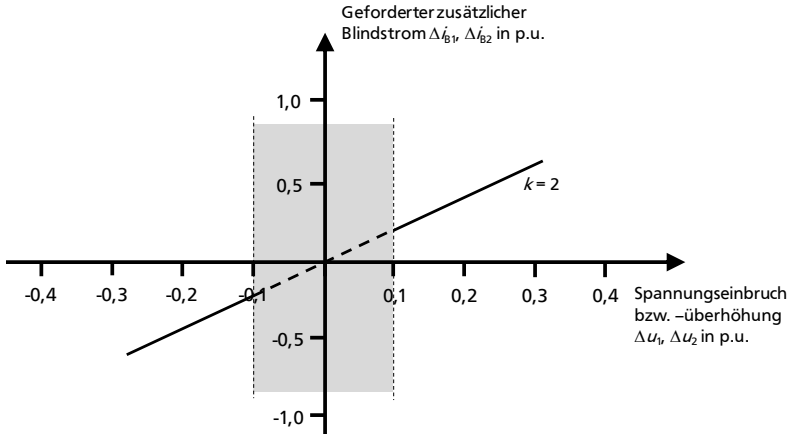


Abbildung 2.15: Geforderte zusätzliche Blindstromeinspeisung im Fehlerfall für EEG-Erzeugungsanlagen im HöS-Netz (Quelle: [31], eigene Darstellung)

Es ist zu erwarten, dass konventionelle Großkraftwerke in der HöS-Ebene aufgrund ihres auf die Generatorklemmen regelnden Spannungsreglers des Synchrongenerators im Netzfehlerfall automatisiert einen Blindstrom einspeisen, ohne dass dies explizit durch Netz- und Systemregeln gefordert ist. Damit lässt sich auch eine fehlende konkrete Vorgabe in [31] erklären. Vorgaben zur Spannungsregelung der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke im Fehlerfall gibt es in [31] nicht. Die Simulationsergebnisse in Kapitel 6.4.4 zeigen beispielhaft ein entsprechendes Kraftwerksverhalten.



---

## 2.5.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Konventionelle Kraftwerke treten als Akteure auf dem Markt für elektrische Energie auf. In Deutschland unterscheidet man in Abhängigkeit von der Vorlaufzeit bis zur Stromlieferung grundsätzlich drei Strommärkte [20]:

- Intra-Day-Markt

Stundenweise Beschaffung von elektrischer Energie für den aktuellen Tag bis 45 min vor Lieferzeitpunkt. Viertelstündliche Beschaffung von elektrischer Energie für die aktuelle Folgestunde. Möglichkeit zum Ausgleich von Abweichungen der aktuellen Vorhersage von der Tagesvorhersage für den Strombedarf und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

- Day-Ahead-Markt

Stundenweise Beschaffung elektrischer Energie für den Folgetag basierend auf den Tagesvorhersagen für den Strombedarf und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

- Terminmarkt

Jahres- und Monatsprodukte zur Absicherung gegen Preisschwankungen auf dem Day-Ahead- und Intra-Day-Markt. Beschaffung von elektrischer Energie entsprechend eines vorab erwarteten Mindeststrombedarfs.

Am Strommarkt ist es für ein Kraftwerk notwendig, die durch die Stromproduktion entstehenden variablen Kosten sowie ausreichende Deckungsbeiträge für die Fixkosten zu erwirtschaften. Ohne Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten im elektrischen Energieversorgungsnetz geschieht die Deckung der aktuellen Stromnachfrage über eine Merit-Order. Hierbei sortieren sich alle am Markt teilnehmenden Erzeugungsanlagen aufsteigend nach ihren Grenzkosten. Bei den Grenzkosten handelt es sich um die Kosten, die eine Erzeugungsanlage hat, um ausgehend vom aktuellen Betriebspunkt eine weitere kWh elektrischer Energie zu produzieren. Im wesentlichen werden die Grenzkosten durch die variablen Kosten einer Erzeugungsanlage bestimmt. Erzeugungsanlagen werden beginnend mit der Anlage mit den niedrigsten Grenzkosten nacheinander abgerufen, bis die aktuelle Nachfrage an elektrischer Energie gedeckt ist. Kraftwerke, die nicht mehr abgerufen werden, sind in der aktuellen Nachfragesituation zu teuer und werden daher nicht über den Markt nachgefragt. Abbildung 2.16 zeigt eine beispielhafte Merit-Order-Kurve angelehnt an eine deutsche

Marktsituation bei mittlerer Last und mittlerer Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Stromnachfrage an sich wird marktwirtschaftlich als inelastisch bezeichnet. Das bedeutet, dass sich die Stromnachfrage bei einer Änderung des Marktpreises nur wenig ändert, was sich in der Steilheit der die Stromnachfrage darstellenden Geraden in Abbildung 2.16 äußert.

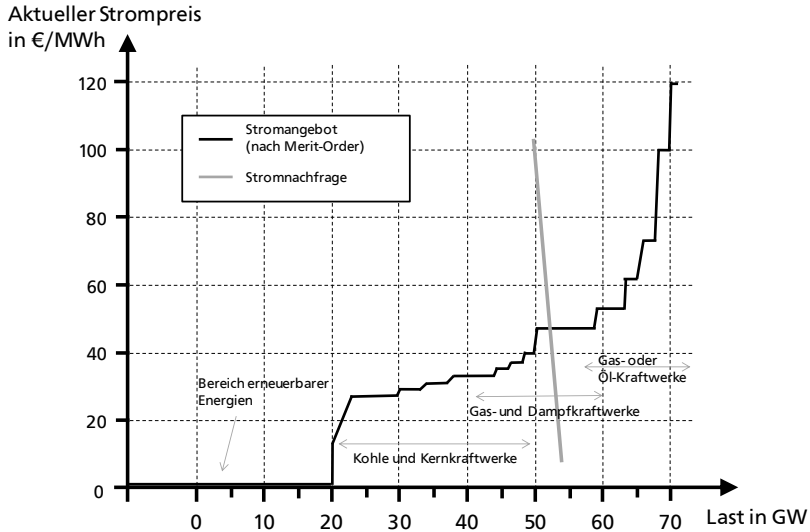


Abbildung 2.16: Beispiel einer fiktiven Merit-Order in Deutschland mit den üblichen Regionen für verschiedene Kraftwerkstypen (Quellen: [20], [35], eigene Darstellung)

Die höchsten Grenzkosten in der Liste der abgerufenen Kraftwerke stellen den aktuellen Börsenstrompreis dar. Aus der Differenz zwischen dem erzielten Strompreis und den Grenzkosten eines Kraftwerks ergibt sich der sog. Deckungsbeitrag einer Erzeugungsanlage. Dieser kann genutzt werden um von der Stromproduktion unabhängige Fixkosten zu decken. Die Deckungsbeiträge abzüglich der Fixkosten einer Erzeugungsanlage ergeben damit den Gewinn der Erzeugungsanlage vor Steuern. Der oben beschriebene Mechanismus entsteht, sobald eine Erzeugungsanlage ihre elektrische Energie am Strommarkt anbietet.

---

Neben dem Angebot am Strommarkt schließen viele konventionelle Kraftwerke auch bilaterale Stromlieferverträge ab, sog. Over-the-Counter (OTC) Geschäfte. Diese nehmen jedoch nur indirekt durch die entstehende Reduktion der aktuellen Stromnachfrage Einfluss auf die Preisbildung am Strommarkt.

Durch den Vorrang erneuerbarer Energien nach EEG [7] sind erneuerbare Energien im vorderen Teil der Merit-Order platziert. Durch vermehrte Zeiträume hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden konventionelle Kraftwerke, die sich eher im hinteren Teil der Merit-Order ansiedeln, wesentlich seltener abgerufen und können die zur Deckung der Fixkosten und Renditeerwartungen notwendigen Deckungsbeiträge nicht mehr generieren. Dies ist aktuell für viele Gas- und Dampfkraftwerke der Fall. Trotz ihrer hohen Wirkungsgrade und ihrer besonders in Zeiten hoher volatiler Einspeisung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendigen flexiblen Wirkleistungsbereitstellung ist es aus Sicht der Betreiber wirtschaftlich sinnvoll, manche dieser Kraftwerke vom Netz zu trennen

Um einer Gefährdung der Netzstabilität durch die Abschaltung von Kraftwerken entgegenzuwirken trat im Juli 2013 die *Reservekraftwerks-Verordnung*, später *Netzreserve-Verordnung* (NetzResV, [36]), in Kraft. Diese ermöglicht es den ÜNB über die Definition einer Netzreserve Kraftwerke, die über den aktuellen Strommarkt ihre Deckungsbeiträge nicht mehr generieren können und daher eine Abschaltung anzeigen, als Reservekraftwerke für Engpasssituationen am Netz zu halten. Die Festlegung einer Netzreserve wird von den ÜNB vorgeschlagen und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt. Die Maßnahmen der NetzResV werden über die Netznutzungsentgelte finanziert. Die Kraftwerksbetreiber bekommen über die NetzResV festgelegte Vergütungssätze auf Grundlage entstehender Fixkosten sowie einen Arbeitspreis zur Generierung ihrer Deckungsbeiträge zugesprochen. Einem Kraftwerk der Netzreserve ist es gemäß NetzResV nicht mehr erlaubt an den eigentlichen Strommarkt zurückzukehren.

Der eigentliche Kraftwerkspark, der zu einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb ist, ergibt sich demnach aus den Erzeugungsanlagen nach Merit-Order bis zum Grenzkraftwerk, den aufgrund von OTC-Verträgen am Netz befindlichen Erzeugungsanlagen sowie der gemäß der aktuellen Netzsituation in Betrieb befindlichen Reservekraftwerke nach NetzResV.

## **Redispatch**

Aufgrund aller langfristigen Stromverträge und des Day-Ahead-Strommarktes steht den ÜNB einen Tag vor dem eigentlichen Kraftwerkseinsatz ein Kraftwerkseinsatzplan

---

zur Verfügung. Dieser wird mit Hilfe einer Lastflussberechnung verifiziert, dem sog. Day-Ahead Congestion Forecast. Bei Überschreitung von Grenzwerten der Lastflussberechnung, wie z.B. Leitungsüberlastungen ist es einem ÜNB möglich, einzelne Kraftwerke zu einer niedrigeren Einspeisung anzuhalten und andere Kraftwerke anzuhalten, ihre Wirkleistungsabgabe entsprechend zu erhöhen. Diese Maßnahme nennt man Redispatch. Eine Redispatch-Maßnahme findet immer paarweise statt. Ein Kraftwerk erhöht die Wirkleistungseinspeisung, während ein anderes Kraftwerk die Einspeisung entsprechend reduziert. Damit bleibt die eigentliche Leistungsbilanz gewahrt, während die Wirkleistungseinspeisung lokal verschoben wird, um einen Lastfluss ohne Grenzwertverletzungen zu gewährleisten. In den Redispatch werden nur Erzeugungsanlagen mit Bemessungswirkleistungen  $> 50$  MW aufgenommen. Die Kosten für Redispatchmaßnahmen werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Neben dem Redispatch auf Grundlage des Day-Ahead Congestion Forecast ist es dem operativen Dienst eines ÜNB auch während eines Tages im Rahmen des Engpassmanagements möglich, Redispatch-Maßnahmen anzuweisen.

## Regelleistungsmärkte

Neben dem Strommarkt und dem Vertrieb über OTC-Verträge können Erzeugungsanlagen als Akteure auf dem Regelleistungsmarkt auftreten. Regelleistung wird in Anspruch genommen, sobald die Netzfrequenz aufgrund eines Ungleichgewichts in der Wirkleistungsbilanz des Systems über ein Totband von  $\pm 10$  mHz hinaus von ihrem Nennwert  $f_n = 50$  Hz abweicht. Ziel ist es, die Netzfrequenz möglichst konstant auf ihrem Nennwert zu halten. Es wird zwischen drei Formen von Regelleistung unterschieden:

- Primärregelleistung (PRL)
- Sekundärregelleistung (SRL)
- Minutenreserve

Primär- und Sekundärregelleistung werden in einem wöchentlichen, Minutenreserve wird in einem täglichen Ausschreibungsverfahren durch die ÜNB beschafft. Während Strommarkt und OTC-Verträge zu einer, basierend auf Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen möglichst ausgeglichenen Energiebilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch führen, sorgen die Regelleistungsprodukte zu jedem Zeitpunkt für einen Ausgleich der entsprechenden Wirkleistungsbilanz. Als Regelgröße wird die in einem synchron betriebenen Übertragungsnetz lokal weitgehend unabhängige Netzfrequenz herangezogen.

Erzeugungsanlagen geben ein Gebot für Leistungs- und Arbeitspreis in der jeweiligen Ausschreibungsrunde für PRL, SRL und Minutenreserve ab. Die Entscheidung über die Aufnahme in den jeweiligen Regelleistungspool für einen Angebotszeitraum erfolgt aufgrund einer Merit-Order der Leistungspreise. Der eigentliche Abruf erfolgt im Fall der Primärregelleistung ebenfalls aufgrund der Merit-Order der Leistungspreise und im Fall von Sekundärregelleistung und Minutenreserve aufgrund einer Merit-Order der zugehörigen Arbeitspreise [37]. Rein technisch muss die Primärregelleistung als schnelle Regelleistung innerhalb von 30 s vollständig zur Verfügung gestellt und bis 15 min nach der Wirkleistungsbilanz-Störung gehalten werden. Die Sekundärregelleistung löst die Primärregelung ab. Sie wird 30 s nach der Störung aktiviert und muss innerhalb von 5 min nach Aktivierung vollständig zur Verfügung gestellt werden. Die Minutenreserve löst die Sekundärregelung ab. Sie wird 15 min nach der Störung aktiviert und muss innerhalb von 15 min nach Aktivierung vollständig zur Verfügung gestellt werden. Sie sorgt für einen Fahrplanausgleich über mindestens vier 15-min-Blöcke. Primär- und Sekundärregelleistung werden voll automatisiert abgerufen. Die Minutenreserve kann seit 2012 ebenfalls automatisiert abgerufen werden, wird jedoch derzeit oft noch manuell durch die Netzleitstelle angefragt.

Für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit ist ausschließlich die Primärregelung von Bedeutung, da hier das direkte Wirkleistungs-Regelverhalten je nach Kraftwerkstyp zu sehen ist. Der technische Ablauf der Primärregelung und ihr Zusammenhang mit der Netzfrequenz, sind in Kapitel 3.1.1 im Detail beschrieben.

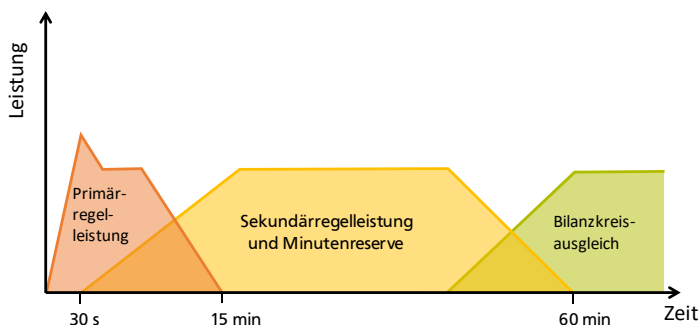


Abbildung 2.17: Ablauf von Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve nach einer Störung bis zur Übernahme durch den verursachenden Bilanzkreis

---

## 2.6 Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa

---

Die in dieser Arbeit gezeigten Untersuchungen zur transienten Frequenzstabilität setzen die Kenntnis der aktuellen Zusammensetzung des Kraftwerksparks im kontinentaleuropäischen Netzgebiet ENTSO-E CE voraus. In diesem Zusammenhang wurde eine Kraftwerksliste aller Kraftwerke mit  $S_{rG} > 100$  MVA im ENTSO CE Netzgebiet entwickelt. Die Entwicklung der Kraftwerksliste erfolgte auf Basis von [38], [39], [40], [41] und [42]. Das betrachtete Netzgebiet setzt sich zusammen aus den Ländern Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien, Polen, Niederlande, Tschechien, Schweiz, Belgien, Österreich, Rumänien, Portugal, Bulgarien, Griechenland, Serbien, Dänemark, Ungarn, Slowakei, Slowenien, Bosnien-Herzegowina, Kroatien, Mazedonien, Montenegro, Luxemburg und Türkei. Aufgeführt sind alle Länder, die über konventionellen Erzeugungsanlagen mit  $S_{rG} > 100$  MVA verfügen. In Summe ergeben sich damit für das Jahr 2016 487 GVA an Kraftwerkskapazitäten  $> 100$  MVA in Kontinentaleuropa. Abbildung 2.18 zeigt die Zusammensetzung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke entsprechend der entwickelten Kraftwerksliste.

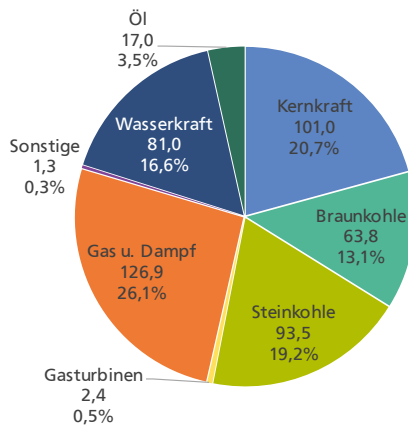


Abbildung 2.18: Installierte Bemessungsleistung konventioneller Erzeugungsanlagen in GVA im kontinentaleuropäischen Netzgebiet ENTSO-E CE im Jahr 2016

Hierbei ist anzumerken, dass es sich beim kontinentaleuropäischen Netzgebiet nicht um einen kompletten Zusammenschluss aller Staaten der EU28 handelt. Staaten wie Großbritannien oder das nordeuropäische Netzgebiet NORDEL aus Norwegen, Schweden, Finnland sowie Ost-Dänemark sind asynchron über HGÜ-Kupplungen oder -Leitungen mit dem kontinentaleuropäischen Netzgebiet verbunden.

Die Kraftwerke in diesen Netzen zeigen demnach keine direkte Reaktion auf transiente Vorgänge im untersuchten Netzgebiet und werden weiterführend nicht betrachtet.

Die in die Kraftwerksliste aufgenommenen Länder sind in Abbildung 2.19 dunkelblau hinterlegt. Hinzu kommen die Kraftwerke in der Türkei, die seit April 2015 synchron mit der kontinentaleuropäischen Netzregion des ENTSO-E Netzverbunds betrieben wird. Der Einfluss der über zwei 380-kV-Leitungen von Marokko nach Spanien synchron angeschlossenen Länder Marokko, Algerien und Tunesien in Nordafrika wird in den Untersuchungen dieser Arbeit vernachlässigt.

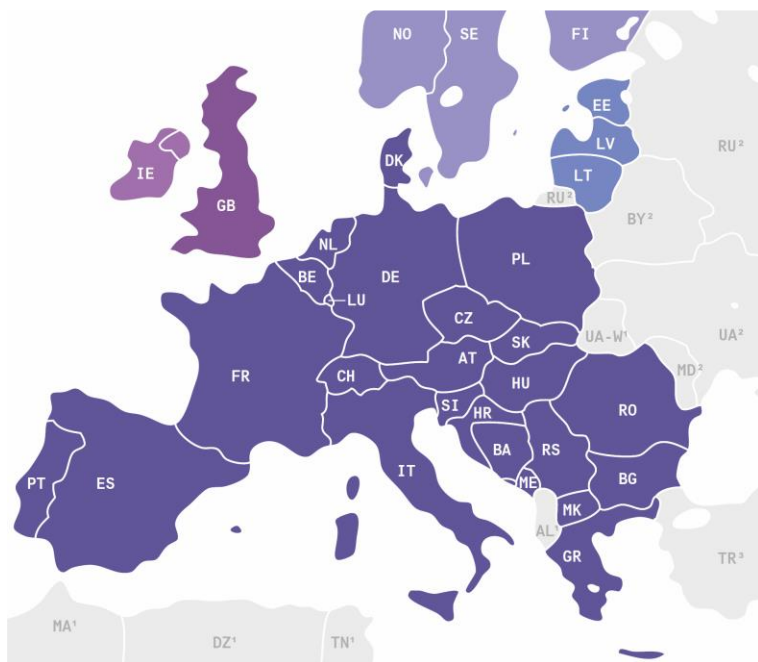


Abbildung 2.19: Aufteilung der Netzregionen des ENTSO-E Verbundnetzes (Quelle: [43])





# 3 Grundlagen der Frequenz- und Spannungsstabilität

Der Begriff der Stabilität elektrischer Energieversorgungsnetze ist je nach untersuchter Netzgröße (z.B. Frequenz, Spannung, Winkel), untersuchtem Störfall (z.B. Kurzschluss, Generatorausfall, Leitungsausfall, kleine Arbeitspunktänderungen) und untersuchtem Zeitbereich (z.B. Kurzzeitbereich: wenige s nach Störung, Langzeitbereich: mehrere min) sehr unterschiedlich besetzt. Eine genaue Klassifizierung der verschiedenen Stabilitätsarten ist daher zur Abgrenzung verschiedener Untersuchungsfelder unabdingbar. Eine umfangreiche Klassifizierung wird in [44] vorgenommen und ist in Abbildung 3.1 schematisch dargestellt.

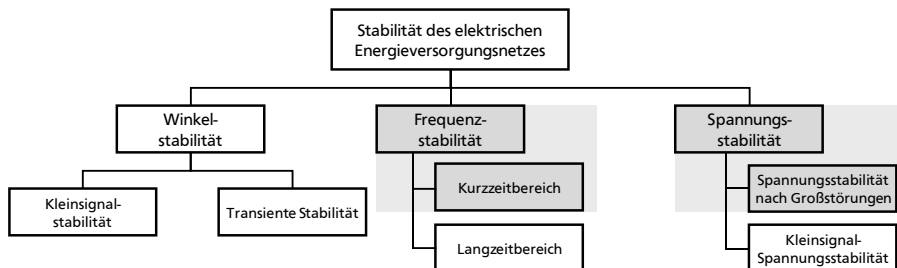


Abbildung 3.1: Klassifizierung der Stabilitätsbegriffe für elektrische Energieversorgungsnetze (Eigene Darstellung in Anlehnung an [44])

Grundsätzlich wird eine Aufteilung nach Winkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität vorgenommen. Untersuchungen zur Winkelstabilität konzentrieren sich auf Effekte den synchronen Betrieb der Kraftwerksgeneratoren und das Momentengleichgewicht nach Störungen im Energieversorgungssystem betreffend. Hierbei unterscheiden sich die Bereiche der Kleinsignalstabilität und der transienten Stabilität hinsichtlich der untersuchten Störungen. Die Kleinsignalstabilität beschreibt das Systemverhalten im Bereich um einen Arbeitspunkt und geht daher von sehr kleinen Störungen aus. Dies hat zur Folge, dass für entsprechende Untersuchungen linearisierte Betriebsmittelmom-

---

delle herangezogen werden können. Untersuchungen zur transienten Stabilität befassen sich mit Großstörungen wie z.B. Generatorausfälle oder Kurzschlüsse. Hierbei ist eine detaillierte dynamische Modellierung der Betriebsmittel notwendig um das Polradwinkelverhalten der Synchrongeneratoren im System in den ersten Sekunden nach einer Großstörung simulieren zu können.

Untersuchungen zur Frequenzstabilität befassen sich mit dem Wirkleistungsgleichgewicht im elektrischen Energieversorgungssystem. Eine Unterscheidung wird je nach betrachtetem Zeitbereich vorgenommen. Bei der Betrachtung des Kurzzeitbereichs wird das Frequenzverhalten innerhalb der ersten Sekunden bis hin zu mehreren 10 s untersucht. Wie für die Untersuchung der transienten Winkelstabilität ist auch hier die detaillierte dynamische Modellierung der Betriebsmittel notwendig. Ebenfalls ist eine dynamische Nachbildung der Frequenzregelung und eventueller Lastabwurfkonzepte des Systems im Kurzzeitbereich wichtig. Der Begriffsdefinition in [45] folgend wird dieser Stabilitätsbegriff in dieser Arbeit als transiente Frequenzstabilität bezeichnet. Der Langzeitbereich von Frequenzuntersuchungen umfasst den Zeitbereich mehrerer Minuten nach einer Störung. Wichtig ist hierbei eine korrekte Modellierung des kompletten Systems der Frequenzregelung im Langzeitbereich. Dynamische Kurzeffekte wie das Trägheitsverhalten des Systems oder die Dynamik der Leistungsbereitstellung direkt nach einer Störung sind nicht von Bedeutung. Es können daher quasi-stationären Modelle der Betriebsmittel verwendet werden.

Untersuchungen zur Spannungsstabilität befassen sich mit den lokalen Blindleistungsbilanzen im System und der Fähigkeit die Spannungen der Netzknoten innerhalb vorgegebener Grenzwerte zu halten. Analog zur Winkelstabilität wird hierbei eine Unterscheidung je nach Störung gemacht. Spannungsuntersuchungen bei Großstörungen umfassen Störungen wie z.B. Generatorausfälle oder Kurzschlüsse. Die entsprechenden Effekte finden im Kurzzeitbereich wenige Sekunden nach einer Störung statt. Eine dynamische Betriebsmittelmodellierung ist notwendig. Ebenfalls ist einer Nachbildung von Spannungsregelkonzepten wie z.B. der Erregersysteme der Synchrongeneratoren im System notwendig. Der Begriffsdefinition in [45] folgend wird dieser Stabilitätsbegriff in dieser Arbeit als transiente Spannungsstabilität bezeichnet. Spannungsuntersuchungen nach kleinen Störungen geschehen analog zur Untersuchung der Kleinsignal-Winkelstabilität. Bei den Störungen handelt es sich um kleine Auslenkungen von Wirk- oder Blindleistung um den stationären Arbeitspunkt des Systems. Das System wird mit Hilfe der linearisierten Betriebsmittelmodelle beschrieben.

Die Untersuchungen dieser Arbeit konzentrieren sich auf die in Abbildung 3.1 grau hinterlegten Stabilitätsbereiche der Frequenzstabilität im Kurzzeitbereich (**transiente Frequenzstabilität**) und Spannungsstabilität nach Großstörungen (**transiente Spannungsstabilität**). Im Folgenden sind die Wirkungsweisen und Grenzwerte dieser Stabilitätsarten im europäischen Verbundnetz beschrieben.

## 3.1 Transiente Frequenzstabilität

Im elektrischen Energieversorgungsnetz ist die Wahrung des Gleichgewichts zwischen Wirkleistungserzeugung und -Verbrauch essentiell. Als Regelgröße hierfür wird die Netzfrequenz herangezogen. Bei der Netzfrequenz handelt es sich um eine über ein synchrones Netzgebiet nahezu gleiche Globalgröße. In synchron betriebenen elektrischen Netzen können alle synchron am Netz rotierenden Maschinen mit ihren Trägheitsmomenten in einem einfachen Momentengleichgewicht zusammengefasst werden.

$$J \ddot{\delta} = M_A - M_{el} \quad (3.1)$$

$\delta$	:	Winkel der rotierenden Masse gegen ein Bezugssystem
$J$	:	Trägheitsmoment aller am Netz befindlichen rotierenden Massen (je nach Maschine über $J = J_M/p^2$ bezogen auf die Nennfrequenz)
$M_A$	:	Mechanisches Antriebsmoment (Erzeugung)
$M_{el}$	:	Elektrisches Gegenmoment (Last)

Gleichung (3.1) lässt sich mit Hilfe der Beziehung  $P = \omega M$  in ein Leistungsgleichgewicht überführen:

$$\omega_n J 2\pi \frac{df}{dt} = P_E - P_L - P_V \quad (3.2)$$

$\omega_n$	:	Kreisfrequenz bei Nennfrequenz $\omega_n = 2\pi f_n$
$J$	:	Trägheitsmoment aller am Netz befindlichen rotierenden Massen (je nach Maschine über $J = J_M/p^2$ bezogen auf die Nennfrequenz)
$f$	:	Netzfrequenz
$P_E$	:	Eingespeiste Leistung (Erzeugung)
$P_L$	:	Abgenommene Leistung (Last)
$P_V$	:	Verlustleistung (z.B. Leitungsverluste)

Es ist zu sehen, dass der Frequenzgradient  $df/dt$  in (3.2) bei einem ausgeglichenen System mit  $P_E = P_L + P_V$  zu Null wird, die Systemfrequenz also auf einem konstanten

Wert bleibt. Kommt es jedoch zu einem Ungleichgewicht, so entsteht ein Frequenzgradient  $|df/dt| > 0$ , der durch ein entsprechendes Anpassen der Leistungsbilanz wieder rückgeführt werden muss.

Ein Maß für die Trägheit der rotierenden Massen eines Netzes ist die Anlaufzeitkonstante  $T_{AN}$ . Sie definiert sich wie folgt:

$$T_{AN} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{AN,KW,i} P_{rG,i}}{P_L} \quad (3.3)$$

$T_{AN,KW,i}$	:	i-tes aktuell netzsynchron betriebenes Kraftwerk
$P_{rG,i}$	:	Bemessungswirkleistung des i-ten netzsynchron betriebenen Kraftwerks
$P_L$	:	aktuelle Netzlast
$n$	:	Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Kraftwerke

Wobei sich die Anlaufzeitkonstante des Einzelkraftwerks  $T_{AN,KW}$  ergibt aus:

$$T_{AN,KW} = \frac{J_M \omega_{syn}^2}{P_{rG}} \quad (3.4)$$

$J_M$	:	Trägheit des Wellenstrangs des Kraftwerks
$\omega_{syn}$	:	Synchronkreisfrequenz $\omega_{syn} = 2\pi n_{syn}$ des Kraftwerks mit $n_{syn} = f_n/p$
$P_{rG,i}$	:	Bemessungswirkleistung Kraftwerks

Die Trägheitskonstante eines Netzes ist damit verantwortlich für den initialen Frequenzgradienten direkt nach einer Störung des Leistungsgleichgewichtes. Beide Größen lassen sich wie folgt in Beziehung zueinander setzen [46]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{P_L} \frac{f_n}{T_{AN}} \quad (3.5)$$

$df/dt$	:	initialer Frequenzgradient nach einer Störung des Leistungsgleichgewichts
$\Delta P$	:	durch die Störung verursachte Wirkleistungsabweichung

Die Anlaufzeitkonstante des europäischen Netzgebiets ENTSO-E CE liegt je nach Netzsituation üblicherweise bei  $T_{AN} \approx 10\text{-}12$  s [47].

### 3.1.1 Einfluss der aktiven Primärregelung

Die Rückführung eines Frequenzgradienten auf Null wird in den synchron betriebenen Netzgebieten der ENTSO-E durch die sog. Primärregelung übernommen. In den konventionellen Kraftwerken wird die Leistungsabgabe der Turbine bzw. der Antriebsmaschine so angepasst, dass es zu einem Ausgleich des Leistungsdefizits  $\Delta P$  kommt. Dies

geschieht mit Hilfe eines Proportionalreglers. Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien sind derzeit noch von einer Beteiligung an der Primärregelung befreit.

Die auf den Regler wirkende Regeldifferenz ist die aus der Turbinendrehzahl ermittelte aktuelle Frequenzabweichung  $\Delta f = f_n - f$ . Alle an der Primärregelung beteiligten Kraftwerke arbeiten entsprechend. Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Turbinenregler ist in Kapitel 4.3 zu finden. Der Proportionalanteil der Regelung entspricht dem Kehrwert eines sog. Statik  $s$ . Die Statik  $s_{KW}$  eines einzelnen Kraftwerks ist wie folgt definiert:

$$s_{KW} = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_{rKW}} \quad (3.6)$$

$\Delta f$	:	Aktuelle Frequenzdifferenz im Netz
$f_n$	:	Netz-Nennfrequenz (50 bzw. 60 Hz)
$\Delta P$	:	Aktuelle Wirkleistungsdifferenz im Netz
$P_{rKW}$	:	Bemessungswirkleistung des Kraftwerks

Die Statik für Kraftwerksblöcke wird üblicherweise in Größenordnungen zwischen 3 % und 8 % gewählt und mit dem jeweiligen Netzbetreiber abgestimmt [29]. Neben der Statik lässt sich für ein Kraftwerk auch die sog. Maschinenzahl  $K_{KW}$  angeben, die einen direkten Bezug zwischen Frequenzdifferenz  $\Delta f$  und sich ergebender Änderung der Wirkleistungsabgabe des Kraftwerks  $\Delta P_{KW}$  herstellt:

$$K_{KW} = \frac{\Delta P_{KW}}{\Delta f} \quad (3.7)$$

Die Maschinenzahl wird in MW/Hz angegeben. Die Summe der Maschinenzahlen aller aktuell netzsynchron betriebenen Kraftwerke lässt sich zu einer Netzkennzahl  $K_N$  aller aktiven Primärregelakteure eines synchronen Netzgebiets zusammenfassen:

$$K_N = \sum_{i=1}^n K_{KW,i} \quad (3.8)$$

$n$	:	Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Kraftwerke
-----	---	--

---

### 3.1.2 Einfluss des Selbstregelleffekts der Last

Neben der aktiven Regelung der Netzfrequenz durch Erzeugungsanlagen ist das Verhalten der Netzlast bei einer Reduktion der Netzfrequenz ebenfalls zu berücksichtigen. Da es sich bei vielen elektrischen Verbrauchern um elektrische Maschinen handelt, sinkt deren Leistungsaufnahme bei Verringerung der Netzfrequenz und der damit einhergehenden Verringerung der Maschinendrehzahl. Dieser Effekt wird als Selbstregelleffekt der Last bezeichnet. Die Netzlast verfügt damit faktisch über eine intrinsische Statikregelung. Sinkt die Netzlast durch Absinken der Frequenz soweit ab, dass das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wieder hergestellt ist, so entsteht wie bei der aktiven Primärregelung eine quasistationäre Frequenzabweichung  $\Delta f$ . Der Selbstregelleffekt wird mit Hilfe der Konstanten  $k_{pf}$  nachgebildet. Im kontinentaleuropäischen Netzgebiet liegt der Selbstregelleffekt der Lasten bei  $k_{pf} = 1,5 - 2 \text{ \%}/\text{Hz}$ . Entsprechend ergänzt sich (3.8) für die Netzkennzahl eines Netzgebiets zu:

$$K_N = \frac{k_{pf} P_L}{100 \%} + \sum_{i=1}^n K_{KW,i} \quad (3.9)$$

$k_{pf}$	:	Selbstregelleffekt der Last
$P_L$	:	aktuelle Verbraucherwirkleistung

Die Netzkennzahl  $K_N$  im ENTSO-E CE Netzgebiet liegt üblicherweise zwischen 20.000 und 30.000 MW/Hz [47].

Die Reaktion der Primärregelung des Netzes auf eine Lastzuschaltung  $\Delta P$  lässt sich aus dessen Netzkennzahl mit Hilfe einer sog. Netzkennlinie nachbilden. Abbildung 3.2 zeigt ein qualitatives Beispiel.

Es wird davon ausgegangen, dass das Netz vor der Störung im Betriebspunkt '0' bei einer Wirkleistungserzeugung  $P_E$  betrieben wird. Es kommt zu einer zusätzlichen Last  $\Delta P$  und entsprechend der Netzkennzahl kommt es bei der Rückführung des Frequenzgradienten aufgrund des Proportionalverhaltens der Regelung zu einer Frequenzabweichung  $\Delta f$ . Der quasistationäre Betriebspunkt '1' stellt sich ein. Die Netzkennlinie bietet die Möglichkeit, eine Beziehung zwischen den stationären Arbeitspunkten vor einer Lastzu- oder -abschaltung und nach Ausregelung durch die Primärregelung herzustellen.

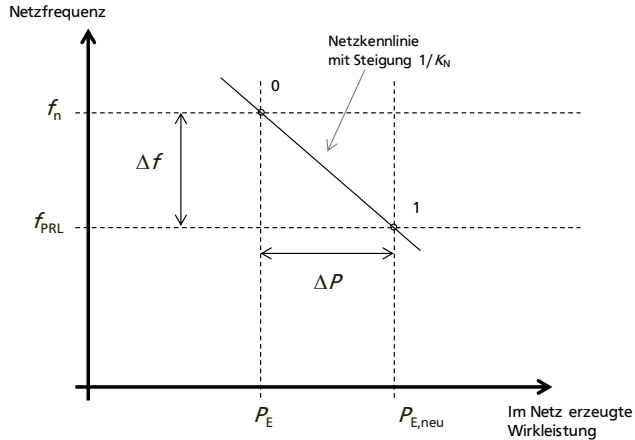


Abbildung 3.2: Netzkennlinienverfahren zur Veranschaulichung der Primärregelung

Der eigentliche dynamische Vorgang, der zwischen diesen quasistationären Betriebspunkten liegt, wird maßgeblich durch das dynamische Verhalten der an der Primärregelung beteiligten Turbinenregler bestimmt (siehe Kapitel 4.3). Diese (Turbinen-) Dynamik führt zur in Abbildung 3.3 qualitativ gezeigten Frequenzdynamik.

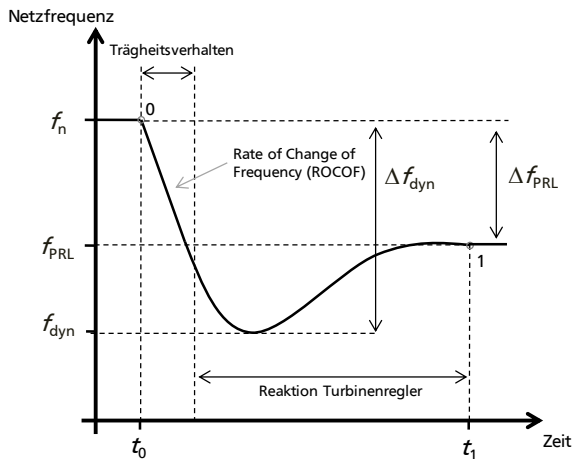


Abbildung 3.3: Qualitativer dynamischer Frequenzverlauf während der Primärregelung nach einer Lastzuschaltung

---

Zum Zeitpunkt  $t_0$  tritt eine plötzliche Lasterhöhung  $\Delta P$  auf. Aus dem Leistungsgleichgewicht entsteht laut (3.2) ein initialer Frequenzgradient  $df/dt$  (engl.: Rate of Change of Frequency, ROCOF). Die Turbinenregler setzen mit einer Verzögerung ein und regeln gegen das Leistungsdefizit. Es kommt zum Frequenztiefpunkt  $f_{\text{dyn}}$  mit  $\Delta f_{\text{dyn}} = f_n - f_{\text{dyn}}$ , auch Nadir genannt, und schließlich zur Rückführung der Frequenz auf einen quasistationären Betriebspunkt mit Frequenz  $f_{\text{PRL}}$  zum Zeitpunkt  $t_1$ , der aufgrund der Netzstatik eine Frequenzabweichung  $\Delta f_{\text{PRL}}$  gegenüber der Nennfrequenz  $f_n$  aufweist.

Bei einer Lastabschaltung ist grundsätzlich das gleiche Verhalten wie in Abbildung 3.3 mit umgekehrtem Vorzeichen und einem Frequenzhochpunkt zu beobachten.

Einzuhaltende Grenzwerte für die Netzfrequenz sind durch die Netz- und Systemregeln der ENTSO-E festgelegt [48]. So gilt im dynamischen Bereich ein Frequenzgrenzwert von  $\Delta f_{\text{dyn,max}} = \pm 800$  mHz. Der von den ÜNB definierte sog. 5-Stufen-Plan für Maßnahmen bei Unterfrequenz lautet wie folgt [31]:

1. Stufe: 49,8 Hz; Maßnahme: Einsatz noch nicht aktivierter Regelleistung
2. Stufe: 49,0 Hz; Maßnahme: sofortiger Abwurf von 10-15 % der Netzlast
3. Stufe: 48,7 Hz; Maßnahme: sofortiger Abwurf von weiteren 10-15 % der Netzlast
4. Stufe: 48,4 Hz; Maßnahme: sofortiger Abwurf von weiteren 15-20 % der Netzlast
5. Stufe: 47,5 Hz; Maßnahme: Netztrennung der Kraftwerke

Für den quasistationären Bereich nach der Primärregelung ist eine maximale Frequenzabweichung von  $\Delta f_{\text{PRL,max}} = \pm 200$  mHz entsprechend eines angenommenen maximalen Erzeugungsausfalls  $\Delta P_{\text{max}} = 3$  GW bei einer Mindestnetzkennzahl  $K_{N,\text{min}} = 15.000$  MW/Hz vorgesehen. Dies entspricht der 1. Stufe des 5-Stufen-Plans.

---

## 3.2 Transiente Spannungsstabilität

---

Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen bedeutet grundsätzlich, dass die Spannungsbeträge aller Netzknoten sich innerhalb zulässiger Spannungsgrenzen bewegen. Für den stationären Betrieb sind Spannungsbeträge in der Größenordnung von  $U_n \pm 5\text{-}10\%$  je nach Netzebene üblich. In der öffentlichen elektrischen Energieversorgung sind die Merkmale der Spannung nach DIN EN 50160 [50] beim Verbraucher einzuhalten. Zudem sind die Blindleistungsflüsse in HS- und



---

HöS-Netzen sowie die Wirkleistungsflüsse in den unterlagerten Netzebenen maßgeblich von den Spannungswerten der Netzknoten abhängig. Ebenfalls ist es für Netzbetreiber wichtig, die Spannung der Netzknoten im transienten Bereich während und nach Großstörungen innerhalb festgesetzter Grenzwerte zu halten, um z.B. eine automatische Netztrennung von angeschlossenen Erzeugungseinheiten zu verhindern.

Spannungsstabilität ist ein lokales Phänomen und beschränkt sich auf die zu einem untersuchten Netzknoten elektrisch nahen Nachbarknoten.

Die transiente Spannungsstabilität wird durch Großstörungen wie Kurzschlüsse oder Generatorausfälle belastet. In Industrie- und Kraftwerksnetzen sind Anlaufvorgänge großer, direkt gekoppelter elektrischer Maschinen ebenfalls Auslöser von Problemen der transienten Spannungsstabilität [44], [45], [49].

Die Untersuchung der transienten Spannungsstabilität im Kurzzeitbereich unterscheidet sich grundlegend von der Untersuchung der stationären Spannungsstabilität. Für transiente Untersuchungen sind detaillierte dynamische Modelle der einzelnen Betriebsmittel notwendig. Zudem ist eine Modellierung des nichtlinearen Verhaltens einzelner Betriebsmittel nötig. Hierzu zählen beispielsweise die Begrenzungsfunktionen der Spannungsregelung von Synchrongeneratoren.

Akteure dynamischer Blindleistungseinspeisung im Kurzzeitbereich sind vor allem die Synchrongeneratoren mit ihren Erregersystemen, EEG-Erzeugungsanlagen gemäß der in Abbildung 2.14 und Abbildung 2.15 gezeigten Kurven zur Blindstromeinspeisung im Fehlerfall, STATCOM-Anlagen und VSC-HGÜ-Konverterstationen im Fall einer entsprechenden Regelung. Im europäischen Verbundnetz wird die Sicherstellung der transienten Spannungsstabilität nach wie vor hauptsächlich durch die konventionellen Kraftwerke mit ihren Synchrongeneratoren und deren geregelten Erregersystemen übernommen.

Grenzwerte für die transiente Spannungsstabilität bilden beispielsweise Einstellgrößen des Über- und Unterspannungsschutzes oder die in Abbildung 2.13 gezeigten FRT-Grenzkurven. Ebenfalls ist in den Netz- und Systemregeln vorgeschrieben, dass sich Erzeugungsanlagen bei Spannungswerten im quasistationären Bereich unterhalb von 0,85 p.u. vom Netz trennen dürfen. Eine solche plötzliche Netztrennung lokaler Erzeugungsanlagen im Störfall führt neben weiteren Spannungseinbrüchen auch zu Störungen in der Wirkleistungsbilanz. Der lokale Störfall kann damit kaskadiert zu einem globalen Problem anwachsen und im Extremfall zu einem kompletten Netzausfall führen.

Nachfolgend ist die transiente Spannungsstabilität für die Störfälle Kurzschluss und Lastsprung im Detail beschrieben.

### 3.2.1 Transientes Spannungsverhalten infolge eines Kurzschlusses

Abbildung 3.4 zeigt beispielhaft den möglichen Verlauf der Klemmenspannung und der zugehörigen geregelten Erregerspannung eines Synchrongenerators infolge eines dreipoligen Kurzschlusses mit einer Zeitdauer von  $t_{KS} = 150$  ms an einem Netzknoten in elektrischer Nähe zum Synchrongenerator. Der Kurzschluss tritt zum Zeitpunkt  $t = 1$  s auf.

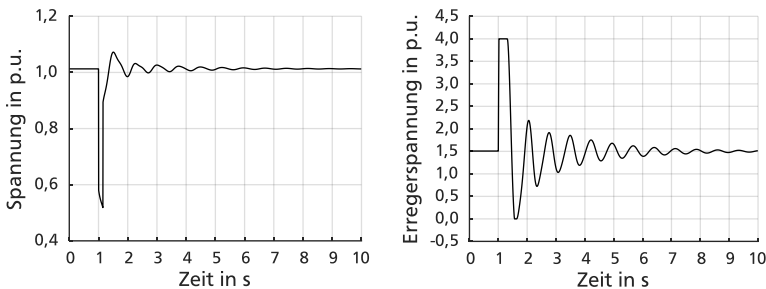


Abbildung 3.4: Beispielhafter Verlauf der Klemmenspannung (links) und der Erregerspannung (rechts) eines Generators bei elektrisch nahem Kurzschluss

Direkt nach Fehlereintritt ist ein Absinken der Spannung auf eine Restspannung entsprechend der durch den Kurzschlussstrom an den Reaktanzen der Übertragungsleitungen entstehenden Spannungsfälle zu beobachten. Am Kurzschlussort geht die Spannung bei einem vollständigen Kurzschluss unter Vernachlässigung der Lichtbogenimpedanz auf Null. Der Spannungsregler des Generators regelt gegen die sehr hohe Regelabweichung aufgrund des Kurzschlusses. Die Erregerspannung erreicht entsprechend während des Fehlers ihren zulässigen Maximalwert, hier  $u_{err,max} = 4$  p.u.<sup>1</sup>. Das kontinuierliche Absinken der Restspannung während des Fehlers entsteht durch den Rückgang der magnetischen Flüsse in den Generatorwicklungen, wobei der Fluss in den Dämpferwicklungen während des Fehlers deutlich schneller abnimmt als der Fluss in der Erregerwicklung. Modelltechnisch findet hier ein Übergang von der relativ großen Synchronreaktanz  $X_d$  über die kleinere transiente Reaktanz  $X_d'$  bis hin zur kleinsten subtransienten Reaktanz  $X_d''$  statt.

<sup>1</sup> Das p.u.-System der Erregerspannung hat die Leerlauferregerspannung  $u_{err,0} = 1$  p.u. als Basis.

---

Direkt nach Fehlerlöschung findet zunächst ein Wiederaufbau der magnetischen Flüsse in den Generatorwicklungen statt. Hierdurch lässt sich erklären, dass die Klemmenspannung zunächst nicht direkt auf den Spannungswert vor Kurzchlusseintritt springt. Die weiterhin hohe Erregerspannung führt nachfolgend zu einem Überspringen der Klemmenspannung. Dieses Überspringen bewirkt beim Regler eine entgegengesetzte Reaktion. Die Erregerspannung wird stark reduziert und erreicht ihre Untergrenze, hier  $u_{\text{err,min}} = 0$  p.u.

Die Oszillationen der Klemmenspannung in den ersten Sekunden nach Fehlerlöschung sind Folge der aufgrund des Kurzschlusses entstandenen Polradschwingungen der Synchronmaschinen des Systems gegeneinander und der damit einhergehenden Wirkleistungspendelungen. An den Netzreaktanzen ergeben sich aufgrund der Wirkleistungspendelungen Spannungsfälle, die auch die Klemmenspannung des untersuchten Synchrongenerators beeinflussen. Entsprechend des eingesetzten Spannungsreglers führen die abklingenden Oszillationen in der Klemmenspannung zu einer entsprechenden Nachregelung der Erregerspannung.

Durch eine Erweiterung der Spannungsregelung können diese Oszillationen bedämpft werden. Dies geschieht im elektrischen Energieversorgungsnetz durch den gezielten Einsatz von Pendeldämpfungsgeräten, die infolge detektierter Wirkleistungs- oder Drehzahlschwingungen den Spannungsregler mit einem zusätzlichen Regelsignal beaufschlagen. Die Spannungsregler selbst werden nicht explizit für die Bedämpfung der entstehenden Oszillationen parametrisiert.

Es ist zu sehen, dass sich die dynamischen Ausgleichsvorgänge nach Fehlerende im Bereich weniger Sekunden abspielen. Je nach Einstellwerten des Erregersystems ergeben sich unterschiedliche Spannungsverläufe. Die Funktionsweise und Modellierung der Spannungsregelung durch die Erregersysteme konventioneller Kraftwerke ist in Kapitel 4.2 im Detail beschrieben.

### **3.2.2 Transientes Spannungsverhalten infolge eines Blindleistungssprungs**

Abbildung 3.5 zeigt beispielhaft den möglichen Verlauf der Klemmenspannung und der zugehörigen geregelten Erregerspannung eines Synchrongenerators infolge eines Blindleistungssprungs in Form einer plötzlichen Erhöhung des induktiven Blindleistungsbezugs an einem zum Synchrongenerator elektrisch nahen Netzknoten zum Zeitpunkt  $t = 1$  s.

Abbildung 3.6 zeigt den entsprechenden Verlauf der Spannungsabweichungen vom Spannungswert vor der Störung für verschiedene Sammelschienen beginnend mit Bus A, dem Ort des Blindleistungssprungs, und, mit zunehmenden Abstand zum Störungs-ort, Bus B, Bus C und schließlich die Generatorklemmenspannung Bus Gen.

Abbildung 3.7 zeigt einen vereinfachten Ersatzschaltplan zur Veranschaulichung der nachfolgenden Überlegungen.

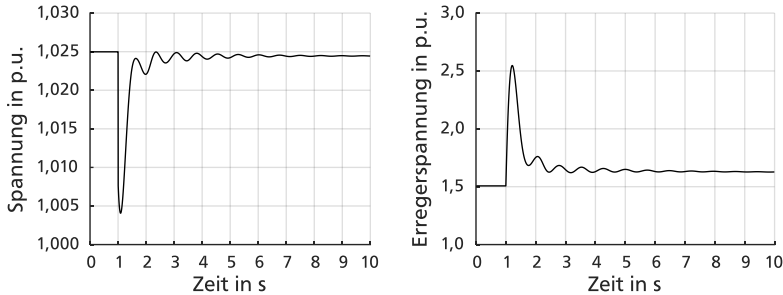


Abbildung 3.5: Beispielhafter Verlauf der Klemmenspannung (links) und der Erregerspannung (rechts) eines Generators infolge eines elektrisch nahen Blindleistungssprungs

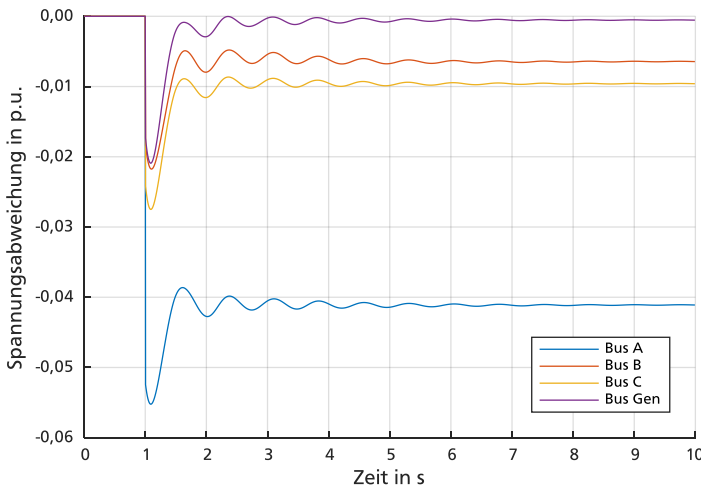


Abbildung 3.6: Beispielhafter Verlauf der Abweichungen der Busspannung im Bereich vom Störungs-ort (Bus A) bis zum Generator (Bus Gen) infolge eines Blindleistungssprungs

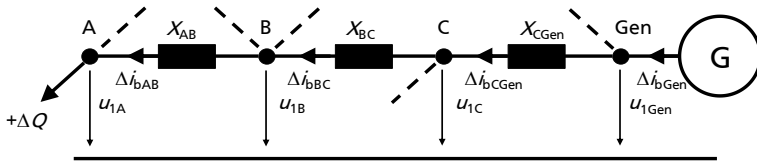


Abbildung 3.7: Vereinfachter Ersatzschaltplan für die Abschätzung der Spannungsfälle aufgrund zusätzlicher Blindleistungseinspeisungen (Vermaschung als gestrichelte Linien angedeutet)

Aufgrund des plötzlichen Blindleistungssprunges und der damit einhergehenden Störung des Blindleistungsgleichgewichts des entsprechenden Netzknotens Bus A geht dessen Spannungswert sprunghaft nach unten. Über die Spannungsfälle der Übertragungsleitungen entsprechend der aktuellen Lastsituation setzt sich dieser Spannungseinbruch in Form eines Spannungstrichters bei den umliegenden Netzknoten (Bus B und Bus C) fort und ist entsprechend auch an den Klemmen (Bus Gen) eines elektrisch nahe gelegenen Synchrongenerators zu erkennen.

Aufgrund der Störung greift der Spannungsregler am Generatorknoten ein und setzt entsprechend der entstandenen Sollwertabweichung und der Regelparameter die Erregerspannung nach oben. Dies führt zu einer erhöhten Einspeisung von Blindleistung wodurch die Abweichung der Klemmenspannung schnell zurückgeführt wird. Dies wirkt sich im Umkehrschluss wieder auf die Spannungen der umliegenden Sammelschienen aus, deren Spannungsabweichungen ebenfalls zum Teil zurückgesetzt werden. Nahezu komplett rückgeführt wird jedoch nur die geregelte Klemmenspannung. Eine kleine stationäre Spannungsabweichung ergibt sich entsprechend der Beschaffenheit des Regelkreises der Spannungsregelung. Aufgrund der erhöhten Blindstrom einspeisung nach Bus A ergibt sich über den Reaktanzen der Übertragungswege ein erhöhter Spannungsfall gegenüber dem ursprünglichen Lastfluss, wodurch für jeden Knoten entsprechend des Spannungsfalls zum geregelten Generatorknoten eine stationäre Spannungsabweichung vom Ursprungswert verbleibt.

Durch Vermaschung, in Abbildung 3.7 durch die gestrichelten Verbindungen an den Knoten gekennzeichnet, kann es dazu kommen, dass die Spannungswerte über einen gewählten Pfad vom Generator hin zum Störungsort nicht kontinuierlich absinken. Dies ist in diesem Beispiel für die Spannungen an Bus B und Bus C der Fall. Obwohl Bus B im direkten Pfad vom Generator aus gesehen örtlich näher am Störungsort liegt, ist die wirksame Reaktanz zum spannungsregelnden (Generator-)Knoten Bus Gen durch zusätzliche Vermaschung geringer als die entsprechende Reaktanz zwischen

---

Bus C und Bus Gen. Es stellt sich trotz der örtlich näheren Lage zum Störungsort aufgrund der elektrischen Nähe zu Bus Gen ein höherer Spannungswert am Knoten B im Vergleich zu Knoten C ein.

Nach Ausregelung der großen Regelabweichung direkt nach der Störung geht die Erregerspannung auf ihren neuen stationären Betriebspunkt gemäß des neuen Betriebspunktes des Synchrongenerators über.

Die entstehenden Oszillationen ab  $t > 2$  s in den Spannungen lassen sich auf die aufgrund des plötzlichen Blindleistungssprungs entstehenden Polradwinkelschwingungen zwischen den Synchrongeneratoren des Systems zurückführen. Wie bereits in Kapitel 3.2.1 beschrieben, ist die Dämpfung dieser Oszillationen nicht zentrale Aufgabe der reinen Spannungsregelung.

# 4 Dynamische Modellierung konventioneller Kraftwerke

Untersuchungen der Auswirkungen einer veränderten Erzeugungsstruktur auf die transiente Frequenz- und Spannungstabilität finden im Zeitbereich weniger Sekunden nach einer Störung statt. Es sind dynamische Netzsimulationen notwendig. Dieses Kapitel beschreibt die in den Netzsimulationen dieser Arbeit verwendeten Modelle für konventionelle Kraftwerke.

Gemeinsam mit den zentralen Regeleinrichtungen und der Kopplung zum mechanischen Anlagenteil kann ein konventionelles Kraftwerk anhand des Schemas in Abbildung 4.1 beschrieben werden.

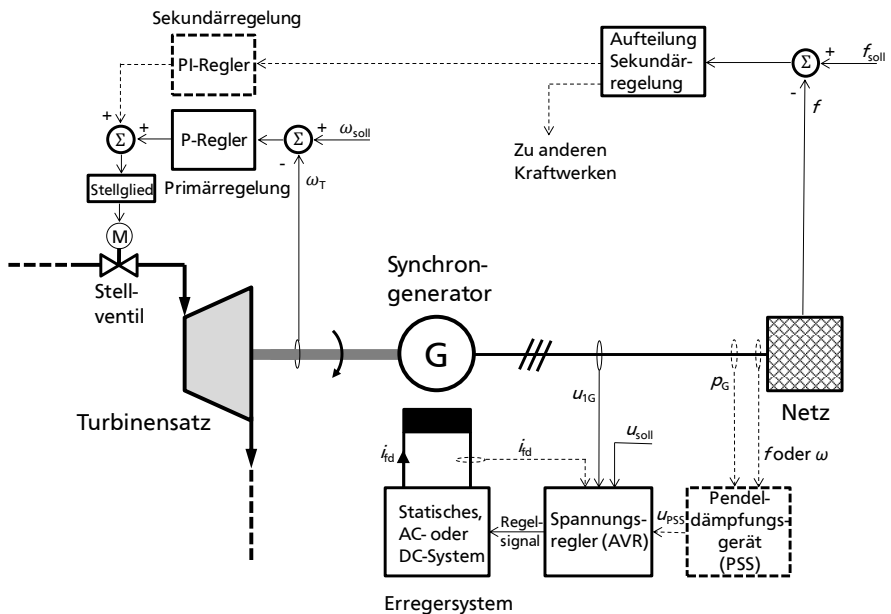


Abbildung 4.1: Schemadarstellung eines konventionellen Kraftwerks mit Regeleinrichtungen

---

Das dynamische Verhalten des Kraftwerks am elektrischen Energieversorgungsnetz wird demnach im wesentlichen durch die Dynamik der Synchronmaschine, die elektromechanische Interaktion mit der vorgeschalteten Turbine bzw. Antriebsmaschine und die Einwirkungen von Turbinen- und Spannungsregler beeinflusst. Hinzu kommen für den Verbundnetzbetrieb in einigen Kraftwerken noch die Einflüsse der Sekundärregelung und ggf. eines Pendeldämpfungsgerätes, engl. Power System Stabilizer (PSS).

In den folgenden Kapiteln sind die verwendeten dynamischen Modelle für Synchrongenerator, Spannungs- und Turbinenregler beschrieben. Auf eine Beschreibung von Modellen für Sekundärregelung und Pendeldämpfungsgeräte wird verzichtet. Ihr dynamisches Verhalten ist nicht zentraler Gegenstand dieser Arbeit.

---

## 4.1 Der Synchrongenerator

---

Beim Synchrongeneratormodell für dynamische Netzsimulationen handelt es sich streng genommen um ein Synchronmaschinenmodell, das in den zwei Quadranten des Generatorbetriebs betrieben wird. Synchrongeneratoren werden in zwei in der Rotorgeometrie unterschiedliche Bauarten aufgeteilt, den Schenkelpol- und den Vollpolgenerator. Der Vollpolgenerator wird oft auch als Turbomaschine bezeichnet, da er wegen der zylindrischen Ausführung des Rotors bei sehr hohen Drehzahlen betrieben werden kann. Üblich sind zwei- und vierpolige Turbomaschinen mit Synchrondrehzahlen von  $1500 \text{ min}^{-1}$  und  $3000 \text{ min}^{-1}$  in 50-Hz-Netzen. Schenkelpolgeneratoren kommen üblicherweise als langsamläufer z.B. in Wasserkraftwerken mit Drehzahlen von mehreren  $100 \text{ min}^{-1}$  vor.

Abbildung 4.2 zeigt den schematischen Aufbau eines Schenkelpolgenerators mit den für die Modellierung verwendeten Ersatzwicklungen und Symmetrieachsen. Es ist zu sehen, dass der Stator des Synchrongenerators aus drei Wicklungen entsprechend der drei Leiter L1, L2 und L3 eines Drehstromsystems besteht, die räumlich versetzt um  $120^\circ$  angeordnet sind. Die Rotorwicklungen werden durch eine Feldwicklung  $f$ , auch Erregerwicklung genannt, und zwei kurzgeschlossene Dämpferwicklungen D und Q dargestellt. Weiterhin werden anhand der Symmetrieachsen des Schenkelpolgenerators zwei Achsenrichtungen definiert.



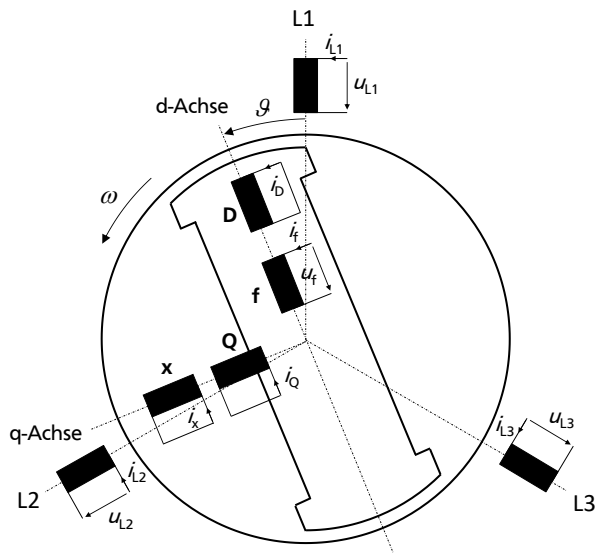


Abbildung 4.2: Schematischer Aufbau eines Schenkelpolgenerators  
(Quellen: [12] und [45], eigene Darstellung)

Die Längsachse  $d$  befindet sich in der Achse des mechanisch ausgeprägten Schenkels also der Wicklungen  $f$  und  $D$ . Die Querachse  $q$  befindet sich in der Achse der Dämpferwicklung  $Q$ . Längsachse  $d$  und Querachse  $q$  stehen in einem rechten Winkel zueinander und rotieren um die Drehachse des Rotors. Um der Stromverdrängung in den Wicklungen Sorge zu tragen, ist es nicht ausreichend, eine Dämpferwicklung durch eine konzentrierte Wicklung in  $d$ - und  $q$ -Achse zu modellieren. Hierzu wird in der  $q$ -Achse eine weitere kurzgeschlossene Wicklung  $x$  eingeführt. In der  $d$ -Achse ist durch die Feldwicklung  $f$  bereits eine zweite Wicklung vorhanden, die für Stromverdrängungseffekte mit ihrer niederohmigen Spannungsquelle wie eine kurzgeschlossene Wicklung wirkt. Es wird daher auf eine weitere konzentrierte Wicklung in der  $d$ -Achse verzichtet. Dies hat zur Folge, dass der Modellstrom  $i_f$  in der Feldwicklung des Modells nicht direkt dem Erregerstrom der realen Synchronmaschine entspricht.

Es lässt sich mit Hilfe der definierten Wicklungen des Modells ein Gleichungssystem gemäß den Spannungsumläufen an den einzelnen Wicklungen aufstellen. Die Dämpferwicklungen werden als kurzgeschlossen betrachtet. Die Beschreibung des Synchronmaschinenmodells erfolgt, wie an den Strom- und Spannungsrichtungen in Abbildung 4.2 zu sehen, im Verbraucher-Zählpeilsystem.

$$\begin{bmatrix} u_U(t) \\ u_V(t) \\ u_W(t) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} R_G & 0 & 0 \\ 0 & R_G & 0 \\ 0 & 0 & R_G \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_U(t) \\ i_V(t) \\ i_W(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\psi_U(t)}{dt} \\ \frac{d\psi_V(t)}{dt} \\ \frac{d\psi_W(t)}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} u_f(t) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_f(t) \\ i_D(t) \\ i_Q(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\psi_f(t)}{dt} \\ \frac{d\psi_D(t)}{dt} \\ \frac{d\psi_Q(t)}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Das Gleichungssystem (4.1) steht hierbei für den Stator und (4.2) für den Rotor.  $R_G$  steht für den elektrischen Widerstand der Statorwicklungen. Mit  $\psi$  werden die magnetischen Flüsse in den jeweiligen Wicklungen bezeichnet. Die Indizes U, V und W beziehen sich auf die Statorwicklungen der drei Leiter L1, L2 und L3.

Die magnetischen Flüsse in den einzelnen Wicklungen lassen sich unter Verwendung der Kopplungsinduktivitäten der Wicklungen untereinander wie folgt angeben:

$$\begin{bmatrix} \psi_U(t) \\ \psi_V(t) \\ \psi_W(t) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} L_{UU} & L_{UV} & L_{UW} \\ L_{VU} & L_{VV} & L_{VW} \\ L_{WU} & L_{WV} & L_{WW} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_U(t) \\ i_V(t) \\ i_W(t) \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} L_{Uf} & L_{UD} & L_{UQ} \\ L_{Vf} & L_{VD} & L_{VQ} \\ L_{Wf} & L_{WD} & L_{WQ} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_f(t) \\ i_D(t) \\ i_Q(t) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} \psi_f(t) \\ \psi_D(t) \\ \psi_Q(t) \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} L_{ff} & L_{fD} & 0 \\ L_{Df} & L_{DD} & 0 \\ 0 & 0 & L_{QQ} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_f(t) \\ i_D(t) \\ i_Q(t) \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} L_{fU} & L_{fV} & L_{fW} \\ L_{DU} & L_{DV} & L_{DW} \\ L_{QU} & L_{QV} & L_{QW} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} i_U(t) \\ i_V(t) \\ i_W(t) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$L_{ij}$  mit  $i, j \in [U, V, W, f, Q, D]$  für  $i = j$ : Selbstinduktivitäten der jeweiligen Wicklung

$L_{ij}$  mit  $i, j \in [U, V, W, f, Q, D]$  für  $i \neq j$ : Koppelinduktivitäten zwischen den Wicklungen  $i$  und  $j$

Die Induktivitäten weisen Abhängigkeiten von der Rotorgeometrie auf. In Abhängigkeit der jeweils wirksamen Reluktanz weisen sie die allgemeine Form entsprechend (4.5) auf.

$$L_{ij} = a + b \cos 2(\vartheta + \varphi) \quad (4.5)$$

$L_{ij}$	:	jeweilige Induktivität mit $i, j \in [U, V, W, f, Q, D]$
$a, b$	:	Konstanten je nach wirksamer Reluktanz und Windungszahl
$\vartheta$	:	Polradwinkel
$\varphi$	:	räumlicher Versatz der Wicklungen untereinander (z.B. $\varphi = -120^\circ$ für $L_{VV}$ )

Auf eine exakte Herleitung der polradwinkelabhängigen Induktivitäten wird an dieser Stelle verzichtet. Sie ist beispielsweise in [44] zu finden. Mit Hilfe der sog. Park-Transformation gemäß (4.6), auch dq0-Transformation genannt, lassen sich die Statorgrößen in ein rotorsymmetrisches System aus d- und q-Achse überführen [51].

$$\begin{bmatrix} g_d \\ g_q \\ g_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\vartheta) & \cos(\vartheta - 2\pi/3) & \cos(\vartheta + 2\pi/3) \\ -\sin(\vartheta) & -\sin(\vartheta - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta + 2\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} g_U \\ g_V \\ g_W \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$g_i$	:	jeweilige Größe im Ursprungssystem U,V,W mit $i \in [U, V, W]$
$g_j$	:	jeweilige Größe im dq0-System mit $j \in [d, q, 0]$

Wesentlicher Vorteil der Park-Transformation ist, dass die sich ergebenden Induktivitäten nicht mehr abhängig von der Rotorgeometrie sind.

Die in (4.6) aufgeführte Park-Transformation führt im Fall von symmetrischen stationären Vorgängen zu Gleichstrom- und -Spannungswerten, sie ist jedoch nicht leistungsinvariant. Das bedeutet, dass die Leistungsbeziehung von UVW-System zu dq0-System gilt:

$$u_{L1}i_{L1} + u_{L2}i_{L2} + u_{L3}i_{L3} = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) + 3u_0 i_0 \quad (4.7)$$

Die fehlende Leistungsinvarianz muss bei der späteren Entwicklung von Drehmoment und Leistung berücksichtigt werden und führt entsprechend zum Faktor 3/2 in Gleichung (4.12).

Leistungsinvarianz kann durch die Verwendung anderer Vorfaktoren innerhalb der Park-Transformationsmatrix erreicht werden. Für Leistungsinvarianz gilt entsprechend:

$$u_{L1}i_{L1} + u_{L2}i_{L2} + u_{L3}i_{L3} = u_d i_d + u_q i_q + u_0 i_0 \quad (4.8)$$

Werden alle Rotorgrößen auf den Stator bezogen, so entsteht das statorseitige Gleichungssystem der Synchronmaschine in dq0-Komponenten:

$$\begin{aligned}
 u_d &= R_G i_d + \frac{d\psi_d}{dt} - \omega_n \psi_q \\
 u_q &= R_G i_q + \frac{d\psi_q}{dt} + \omega_n \psi_d \\
 u_0 &= R_G i_0 + \frac{d\psi_0}{dt} \\
 u'_f &= R'_f i'_f + \frac{d\psi'_f}{dt} \\
 0 &= R'_D i'_D + \frac{d\psi'_D}{dt} \\
 0 &= R'_Q i'_Q + \frac{d\psi'_Q}{dt} \\
 0 &= R'_x i'_x + \frac{d\psi'_x}{dt}
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Gestrichene Größen kennzeichnen die auf den Stator umgerechneten rotorseitigen Größen. Die Flussverkettungen ergeben sich wie folgt:

$$\begin{aligned}
 \psi_d &= L_d i_d + L_{hd} i'_D + L_{hd} i'_f \\
 \psi_q &= L_q i_q + L_{hd} i'_Q \\
 \psi_0 &= L_0 i_0 \\
 \psi'_f &= L'_{ff} i'_f + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_D \\
 \psi'_D &= L'_{DD} i'_D + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_f \\
 \psi'_Q &= L'_{QQ} i'_Q + L_{hd} i_q \\
 \psi'_x &= L'_{xx} i'_x + L_{hd} i_q
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

Für die Induktivität der d-Achse gilt:

$$L_d = L_{hd} + L_\sigma \quad (4.11)$$

$L_d$	:	Selbstinduktivität der d-Achse
$L_{hd}$	:	Hauptinduktivität der d-Achse
$L_\sigma$	:	Streuinduktivität der d-Achse

Die Gleichungen (4.9) und (4.10) stellen die elektromagnetischen Differenzialgleichungen für dynamische Untersuchungen dar. Das elektrische Moment  $M_{el}$  der Synchronmaschine ergibt sich zu:

$$M_{el} = \frac{3}{2} p (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \quad (4.12)$$

$p$	:	Polpaarzahl des Synchrongenerators
$\psi_d, \psi_q$	:	magnetischer Fluss in der jeweiligen Wicklung in Wb
$i_d, i_q$	:	Stromfluss in der jeweiligen Wicklung in A

Zusätzlich muss noch eine Kopplung zum mechanischen Antriebsstrang des Synchrongenerators geschaffen werden. Dies geschieht über das Aufstellen des Momentengleichgewichts an der Generator-Turbinen-Welle:

$$J \frac{d^2 \vartheta}{dt^2} = M_A - M_{el} \quad (4.13)$$

$J$	:	Trägheitsmoment von Rotor, Wellenstrang und Turbinen in $\text{kgm}^2$
$\vartheta$	:	Polradwinkel der Synchronmaschine in $^\circ$
$M_A$	:	Mechanisches Antriebsmoment in Nm
$M_{el}$	:	Elektrisches Gegenmoment in Nm

Gemeinsam mit den Gleichungen (4.9) und (4.10) entsteht damit das Differenzialgleichungssystem zur Beschreibung des Synchrongenerators für dynamischen Netzsimulationen.

## 4.2 Der Spannungsregler

Der Spannungsregler eines Synchrongenerators sorgt dafür, dass die der Feldwicklung des Rotors zugeführte Gleichspannung so eingestellt wird, dass die Klemmenspannung der Synchronmaschine einem festgelegten Spannungsreferenzwert  $U_{ref}$  entspricht. Im Verbundnetzbetrieb kann zudem eingestellt werden, dass ein Blindleistungssollwert  $Q_{soll}$  oder Leistungsfaktor  $\cos \varphi_{G,soll}$  bereitstellt wird.

Der aktuelle Spannungsmesswert an den Generatorklemmen wird über einen Spannungswandler gemessen und mit einem Spannungsreferenzwert  $U_{\text{ref}}$  verglichen. Die erhaltene Regeldifferenz  $\Delta U$  wird dem Spannungsregler (engl.: Automatic Voltage Regulator, AVR) zugeführt und dessen Reglerausgang über einen Regelverstärker als Stellgröße an das eigentliche Erregersystem der Synchronmaschine weitergeben. Für die Spannungsregelung ergibt sich damit der vereinfachte schematische Regelschaltplan nach Abbildung 4.3. Nicht aufgeführt sind hierbei zum einen Pendeldämpfungsgeräte, die ebenfalls auf die Regelabweichung des Spannungsreglers aufgeschaltet werden, sowie optionale Begrenzungs- und Schutzfunktionen, die je nach Art des Erregersystems und des Schutzkonzeptes eines Kraftwerks unterschiedlich ausfallen können.

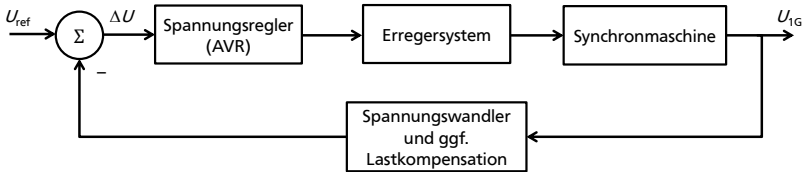


Abbildung 4.3: Einfacher schematischer Regelschaltplan der Spannungsregelung eines Synchrongenerators

Für die dynamische Nachbildung der Spannungsregelung von Synchrongeneratoren ist eine Modellierung des Spannungsreglers sowie des eingesetzten Erregersystems notwendig. Hierzu wurde von der IEEE Power Engineering Society (IEEE PES) der IEEE Standard 421.5 [52] entwickelt, der verschiedene Erregersysteme mit ihren Spannungsreglern als regelungstechnische Blockschaltpläne für Stabilitätsuntersuchungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen vorgibt. Eine wesentliche Charakterisierung findet bezüglich der Art des eingesetzten Erregersystems statt.

Grundsätzlich wird zwischen drei Arten von Erregersystemen unterschieden, die im Standard mit einem Kurzzeichen gekennzeichnet werden:

### AC-Erregersysteme

(Kurzzeichen in IEEE Std. 421.5: AC; Abbildung 4.4 ② u. ③)

Beim AC-Erregersystem wird die DC-Erregerspannung des Rotors mit Hilfe einer über eine AC-Haupterregemaschine gespeisten Diodenbrücke aufgebracht. Der Spannungsregler regelt eine permanenterregte Hilferregemaschine, die die Erregung der

---

AC-Haupterregemaschine bereitstellt. Hilfs- und Haupterregemaschine sind auf der Welle des Synchrongenerators aufgebracht. Die AC-Spannung der Haupterregemaschine wird über eine Diodenbrücke gleichgerichtet und als DC-Spannung der Feldwicklung des Synchrongenerators zugeführt.

Die Diodenbrücke kann bei Ausführung der Haupterregemaschine als Außenpolmaschine auf der Synchrongeneratorwelle aufgebracht werden, wodurch es nicht notwendig ist, Schleifringkontakte zu verwenden. Diesen speziellen AC-Erregersystemtyp nennt man bürstenlose Erregung. Wird die Umrichterbrücke hingegen als stationärer Umrichter ausgeführt, so muss die DC-Erregerspannung über Schleifringkontakte auf die Feldwicklung des Synchrongenerators aufgebracht werden.

Vorteil ist insbesondere bei der bürstenlosen Erregung der niedrige Wartungsaufwand. Ebenfalls ist durch die permanenterregte Hilfserregemaschine eine niedrigere Erregerleistung notwendig. Dies macht den Schwarzstart eines entsprechenden Synchrongenerators einfacher. Nachteil ist eine wegen der zusätzlichen Zeitkonstanten der Haupt- und Hilfserregemaschine langsamere Spannungsregelung sowie eine langsamere Entregung im Fehlerfall. Zudem sind beim AC-Erregersystem allgemein höhere Anschaffungskosten gegenüber anderen Erregersystemen zu berücksichtigen.

### **Statische Erregersysteme**

(Kurzzeichen in IEEE Std. 421.5: ST; Abbildung 4.4 ④)

Beim statischen Erregersystem handelt es sich um einen stationären Umrichter, dessen DC-Spannung über den Spannungsregler direkt geregelt und über Schleifringkontakte der Feldwicklung des Synchrongenerators zugeführt wird. Vorteil ist hierbei die schnelle Spannungsregelung und die Möglichkeit zur schnellen Entregung. Nachteile sind die Wartungsintensität der Schleifringkontakte sowie die hohe Erregungsleistung, die entweder über einen Transformator von den Generatorklemmen, eine zusätzliche Generatorwicklung oder aus dem Eigenbedarfsnetz heraus bezogen werden muss. Dies kann zur Folge haben, dass im Kurzschlussfall durch einen Einbruch der Versorgungsspannung der Erregereinrichtung auch die Erregerspannung einbricht. Im Gegensatz dazu beziehen Erregersysteme mit rotierenden Maschinen ihre Erregungsleistung im Kurzschlussfall aus dem rotierenden System und den Maschinenwicklungen.

## DC-Erregersysteme

(Kurzzeichen in IEEE Std. 421.5: DC; Abbildung 4.4 ①)

Das DC-Erregersystem ist neben der Permanentmagnetenerregung das älteste Erregersystem für Synchrongeneratoren. Der Spannungsregler regelt den Reihenschlusswiderstand einer auf der Synchrongenerator-Welle aufgetragenen Reihenschluss-DC-Maschine, deren DC-Spannung über Schleifringkontakte der Feldwicklung des Synchrongenerators zugeführt wird. DC-Erregersysteme haben neben dem erhöhten Wartungsaufwand durch Schleifringkontakte und Stellwiderstände den Nachteil einer relativ zu den AC- und ST-Erregersystemen langsamen Spannungsregelung. Sie spielen daher aktuell und in Zukunft für den Bereich der konventionellen Kraftwerke keine Rolle und werden entsprechend in dieser Arbeit nicht behandelt.

Eine schematische Darstellung der verschiedenen Erregersystemtypen ist in Abbildung 4.4 zu sehen, wobei eine Unterscheidung zwischen bürstenloser AC-Erregung und AC-Erregung mit stationärer Gleichrichterbrücke gemacht wird.

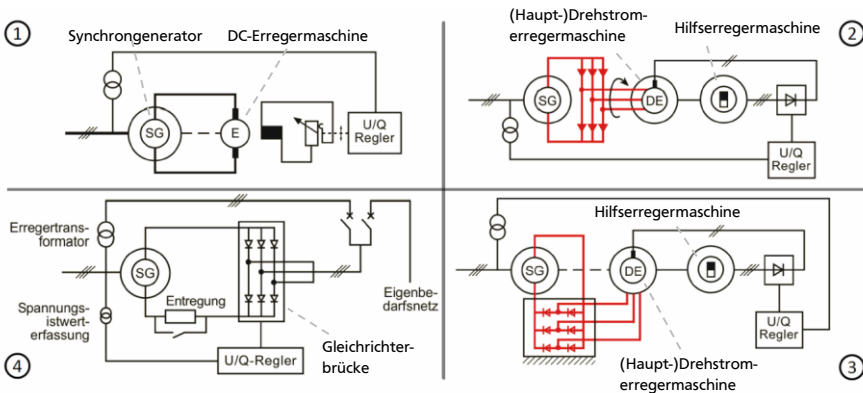


Abbildung 4.4: Schematischer Aufbau der verschiedenen Arten von Erregersystemen [23]

- ① DC-Erregung; ② AC-Erregung mit rotierender Gleichrichterbrücke (bürstenlos)
- ③ AC-Erregung mit stationärer Gleichrichterbrücke; ④ Statische Erregung

In dieser Arbeit werden je ein statisches und ein AC-Erregungssystem für eine tiefergehende Betrachtung aus [52] gewählt. Für die in [52] bereitgestellten Modelle ist es notwendig, Art und Ausführung des Erregersystems zumindest schematisch zu kennen. Ist das Erregersystem nicht bekannt, so gibt [52] kein allgemeingültiges Erregersystemmodell vor. Hier liefert die ENTSO-E ein stark vereinfachtes Erregersystem mit Spannungsregler, das bei Unkenntnis über das reale Erregersystem verwendet werden



---

kann. Dieses vereinfachte Modell wird mit der englischen Abkürzung **Simplified Excitation System (SEXS)** bezeichnet [53]. Für die Herleitung grundlegender Sachverhalte wird dieses System ebenfalls in dieser Arbeit verwendet. In den nachfolgenden Kapiteln sind die drei untersuchten Erregersystemmodelle mit ihren Spannungsreglern detailliert beschrieben.

#### 4.2.1 Vereinfachtes Erregersystem SEXS

Das vereinfachte Erregersystem SEXS stellt ein allgemeines Modell dar, das zunächst keinem der drei Erregersystemkategorien gemäß [52] zugeordnet wird. Laut [53] soll das Modell verwendet werden, wenn nicht genau bekannt ist, welches Erregersystem in einem Kraftwerk eingesetzt ist. Der in Abbildung 4.5 gezeigte Blockschaltplan ist entsprechend einfach gehalten. Beim Spannungsregler handelt es sich um einen sog. Lead-Lag-Kompensator mit den Zeitkonstanten  $T_A$  und  $T_B$ .

Bei  $T_A > T_B$  entsteht ein Lead-Kompensator, der für eine Anhebung der Phasenlage im Bode-Diagramm<sup>2</sup> des offenen Regelkreises im Bereich  $\omega_A = 1/T_A \leq \omega \leq \omega_B = 1/T_B$  sorgt. Ebenfalls ergibt sich eine Verkleinerung des Amplitudengangs bei niedrigen Frequenzen. Der Lead-Kompensator zeigt ein differenzierendes Verhalten. Bei  $T_A < T_B$  entsteht ein Lag-Kompensator, der im Bereich  $\omega_B = 1/T_B \leq \omega \leq \omega_A = 1/T_A$  zu einer Phasenabsenkung im Bode-Diagramm des offenen Regelkreises führt. Der Lag-Kompensator zeigt ein integrierendes Verhalten. Lead- oder Lag-Kompensatoren werden in der Regelungstechnik oft auch als Korrekturglieder bezeichnet [54].

Die Regelverstärkung wird über eine Verstärkungskonstante  $K_A$  modelliert. Das Erregersystem selbst ist als einfaches PT<sub>1</sub>-Glied mit Zeitkonstante  $T_E$  dargestellt. Der Block des Erregersystems verfügt über Ausgangs-Ober- und Untergrenzen um minimale und maximale Erregerspannung,  $U_{\min}$  und  $U_{\max}$ , zu berücksichtigen.

---

<sup>2</sup> Beim Bode-Diagramm handelt es sich um die Betrachtung von Amplitude in dB und Phasenversatz in ° einer Übertragungsfunktion  $G(j\omega)$  über der logarithmisch aufgetragenen Kreisfrequenz  $\omega$  in 1/s.

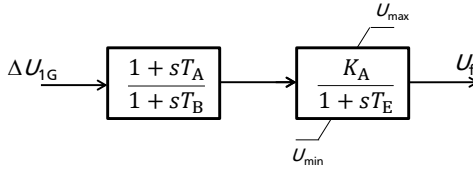


Abbildung 4.5: Blockschaltplan des SEXS-Erregersystems  
(Quelle: [53], eigene Darstellung)

#### 4.2.2 ST1A-Erregersystem

Das ST1A-Erregersystem aus [52] bildet ein weit verbreitetes statisches Erregersystem nach. Abbildung 4.6 zeigt den Blockschaltplan des in dieser Arbeit verwendeten ST1A-Erregersystems. Ein geregelter stationärer Umrichter wird über einen Transformator direkt von der Klemmenspannung des Synchrongenerators versorgt. Die Gleichspannung des Umrichters wird über Schleifringkontakte auf die Feldwicklung des Generators aufgebracht. Die Erregerzeitkonstanten des Systems sind sehr klein, weshalb sie vernachlässigt werden können. Der Spannungsregler ist über zwei Lead-Lag-Kompensatoren nachgebildet. Die differenzierende Rückkopplung ( $K_F$ ,  $T_F$ ) sorgt für stabiles Regelverhalten bei geöffnetem Generatorschalter [44]. Über die Zeitkonstanten  $T_C$ ,  $T_{C1}$ ,  $T_B$  und  $T_{B1}$  lassen sich getrennt voneinander Lead- und Lag-Kompensation des Reglers wie für den SEXS-Spannungsregler beschrieben einstellen. Eine Reglerstabilisierung über den Rückführungszeitweig ist nicht zwingend erforderlich. Der Regelverstärker ist durch ein PT<sub>1</sub>-Glieder ( $K_A$ ,  $T_A$ ) nachgebildet. Die Begrenzungen der Erregerspannung  $E_{\min}$  und  $E_{\max}$  sollten wegen der möglichen Überlastung der Erregerwicklung modelliert werden. Eine Erregerstromlimitierung kann über die Konstante  $K_{LR}$  mit eingebracht werden.  $I_{LR}$  stellt den Stromwert der Erregerstromlimitierung dar.

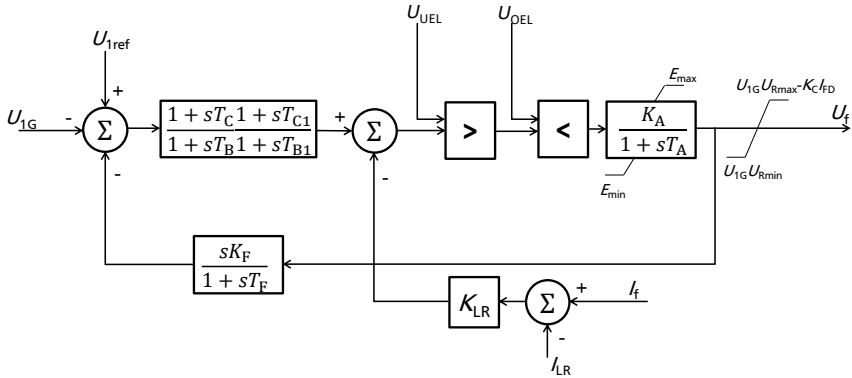


Abbildung 4.6: Blockschartplan der verwendeten Variante des ST1A-Erregersystems  
(Quelle: [52], eigene Darstellung)

Das ST1A-Erregersystem bildet Vollbrücken-Umrichtersysteme nach. Es können jedoch auch Halbbrücken-Systeme nachgebildet werden, indem  $U_{R,min} = 0$  gesetzt wird. Es handelt sich um ein Erregersystem, das imstande ist, hohe Anfangs-Regelimpulse (engl.: High Initial Response) zu erzeugen. Zusätzliche Begrenzungswerte sind Über- und Untererregungsbegrenzungen, die über die Eingänge  $U_{OEL}$  und  $U_{UEL}$  (engl.: over-excitation limit, OEL; under-excitation limit, UEL) eingebracht werden. Der Ausgang des Erregersystems verfügt über eine von der Klemmenspannung  $U_{1G}$  abhängige Begrenzungsfunktion. Hierdurch wird berücksichtigt, dass das Erregersystem über die Generatorklemmenspannung versorgt wird und entsprechend bei einem Klemmenspannungseinbruch auch die Versorgungsspannung des Erregersystems mit einbricht.

Die Kommutierungsstrombegrenzung des Umrichters wird über den Faktor  $K_C$  in der oberen Ausgangsgrenze mit einbezogen.  $K_C$  bildet den Einfluss der Kommutierungsreaktanz des Umrichters ab. Abbildung 4.6 zeigt den Blockschartplan einer Variante des ST1A-Erregersystems. Variationen des Modells ergeben sich durch die unterschiedliche Einbeziehung der Untererregungsbegrenzungen. Diese kann ebenfalls direkt in der Summation des Eingangs oder nach der Eingangsbeschränkung eingefügt werden. In dieser Arbeit wird die in Abbildung 4.6 gezeigte Variante verwendet.

### 4.2.3 AC1A-Erregersystem

Das AC1A-Erregersystem gemäß [52] kann zur Beschreibung gängiger AC-Erregersystems verwendet werden. Abbildung 4.7 zeigt den Blockschaltplan des AC1A-Erregersystems. Der Regler ist wie beim SEXS-Erregersystem je nach den Einstellwerten  $T_C$  und  $T_B$  als Lead- bzw. Lag-Kompensator mit einem nachgeschalteten PT<sub>1</sub>-Glieder mit Zeitkonstante  $T_A$  und Verstärkung  $K_A$  zur Nachbildung des Regelverstärkers ausgeführt.

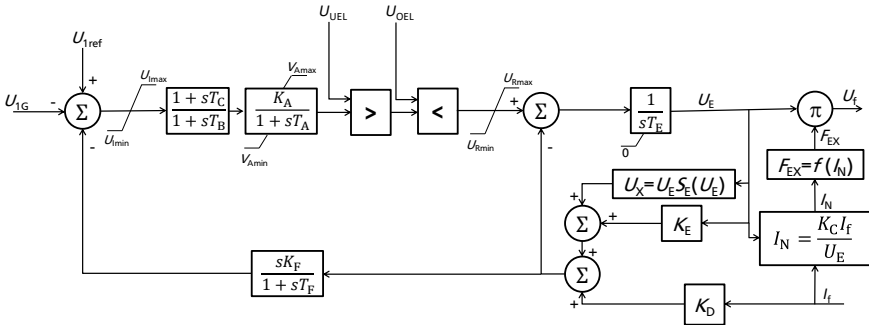


Abbildung 4.7: Blockschaltplan des AC1A-Erregersystems  
(Quelle: [52], eigene Darstellung)

Das Modell des Erregersystems bildet neben der eigentlichen Erregerzeitkonstante auch Sättigungseffekte sowie das Verhalten der Erregermaschinen und des Umrichters nach.  $T_E$  stellt die Zeitkonstante der Erregerwicklung des Synchrongenerators dar.  $U_x$  beschreibt die Sättigungskennlinie des Erregersystems mit der hinterlegten Sättigungskennlinie  $S_E$ . Die Steuerung der Hilferregermaschine wird über  $K_E$  nachgebildet.  $K_D$  beschreibt den Demagnetisierungseffekt der Haupt- und Hilferregermaschinen.  $K_D$  setzt sich aus den synchronen, transienten und subtransienten Reaktanzen von Haupt- und Hilferregermaschine zusammen. Die Steuerung und das Kommutierungsverhalten des Gleichrichters werden mit Hilfe der Blöcke  $I_N$  und  $F_{EX}$  nachgebildet.

## 4.3 Der Turbinenregler

Der Turbinenregler stellt im Verbundnetzbetrieb die Primärregelbeteiligung eines Kraftwerksblocks dar. Dementsprechend ist er als Drehzahlregler konzipiert. Neben dem eigentlichen Regler, der gemäß der Statikeinstellung der Primärregelung als Proportionalregler ausgeführt ist, ist die Modellierung des Turbinenverhaltens essentiell

---

für den Einsatz in dynamischen Simulationen elektrischer Energieversorgungsnetze. Die einzelnen Turbinenregler unterscheiden sich daher maßgeblich in ihrem Turbinenmodell.

Einen Standard wie IEEE Std. 421.5 [52] für Spannungsreglermodelle gibt es für Turbinenreglermodelle noch nicht. Es existieren jedoch einige gängige Modelle, die in der wissenschaftlichen Praxis etabliert sind. Zudem veröffentlichte eine Arbeitsgruppe der IEEE Power Engineering Society 2013 die technische Studie *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies* [55]. Es werden Empfehlungen für die Modellierung verschiedener Turbinentypen gegeben, die in dieser Arbeit bei der Auswahl der Turbinenregler berücksichtigt sind. Nachfolgend sind die in dieser Arbeit verwendeten Turbinenreglermodelle beschrieben.

#### 4.3.1 IEEEG1-Dampfturbinenregler

Zur Nachbildung des Verhaltens von Dampfturbinen und deren Regelung wird in [56] das IEEEG1-Dampfturbinenmodell vorgestellt. Abbildung 4.8 zeigt den Blockschaltplan des Modells. Das Modell teilt sich auf in einen Proportionalregler, eine Nachbildung des Stellglieds und eine Nachbildung der Dampfturbinendruckstufen mit Überhitzern. Der Proportionalregler wird durch die Regelkonstante  $K_{KW}$  nachgebildet, wobei  $K_{KW}$  dem Reziproken der Statikeinstellung  $s_{KW}$  des nachgebildeten Kraftwerksblocks entspricht. Aus der Drehzahlabweichung  $\Delta\omega$  wird eine Wirkleistungsdifferenz  $\Delta p$  in p.u. Das Stellglied besteht zunächst aus einem Lead-Lag-Glied mit der Zeitkonstanten  $T_1$  zur Nachbildung des Dampfflusses vor dem Stellventil und der Zeitkonstanten  $T_2$  zur Nachbildung der Drehzahlmessung. Dem nachgeschaltet ist das eigentliche Verhalten des Stellventils mit der Zeitkonstanten des Stellantriebs  $T_3$  sowie den Begrenzungen für die Stellgeschwindigkeit ( $\dot{v}_{\min}$ ,  $\dot{v}_{\max}$ ) und die Stellposition ( $v_{\min}$ ,  $v_{\max}$ ).

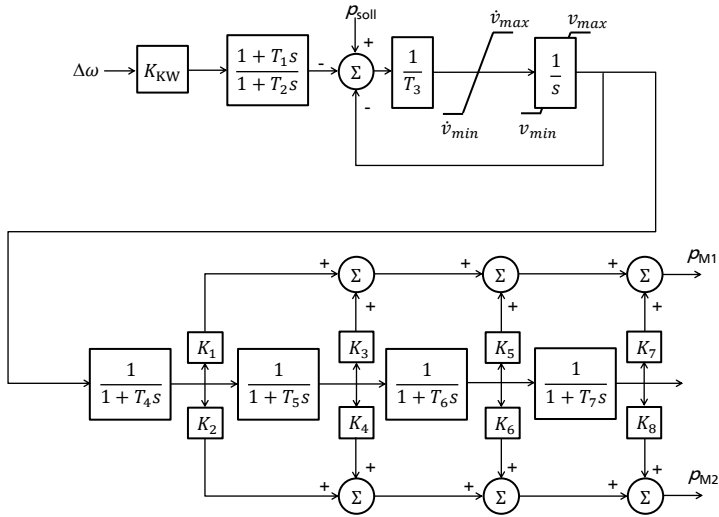


Abbildung 4.8: Blockschaltplan des IEEE1-Dampfturbinenreglermodells  
(Quelle: [56], eigene Darstellung)

Das eigentliche Verhalten des Dampfturbinenstrangs wird über eine stufenweise Hintereinanderschaltung von  $PT_1$ -Gliedern und Aufsummation über Verstärkungsfaktoren realisiert. Die Zeitkonstanten der  $PT_1$ -Glieder stellen jeweils die Zeitkonstanten der zwischen den Turbinendruckstufen eingesetzten Zwischenüberhitzer und Dampfrohrsysteme nach. Die Verstärkungsfaktoren bilden ab, wieviel der Gesamtleistung über die jeweilige Turbinendruckstufe auf die Welle aufgebracht wird. Das IEEE1-Modell bietet die Möglichkeit, zwei Wellenstränge zu modellieren. Die Aufsummation zur p.u.-Ausgangsleistung  $p_{M1}$  stellt den ersten Wellenstrang dar. Die Aufsummation zu  $p_{M2}$  stellt den zweiten Wellenstrang dar. Werden beispielsweise die Verstärkungsfaktoren  $K_2$ ,  $K_4$ ,  $K_6$ ,  $K_8$  zu Null gesetzt, so wird nur ein Wellenstrang modelliert. Je nach Konfiguration des Turbinenstrangs werden nicht alle Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren des Modells verwendet. Es lassen sich so sehr unterschiedliche Dampfturbinenkonstellationen mit dem gleichen Turbinenreglermodell nachbilden.

---

Das IEEE G1-Modell nimmt die folgenden Vereinfachungen an [55]:

- Dampfdruck und Temperatur werden als konstant angenommen,
- Der Dampferzeuger des Blocks folgt der Wirkleistungsregelung der Turbine,
- Es wird näherungsweise ein unendlich verfügbares Dampfreservoir aus dem Dampferzeuger angenommen.

Für Systemuntersuchungen des Frequenzverhaltens großer synchron betriebener elektrischer Netzgebiete werden diese Annahmen als tolerierbar angesehen.

Die zweite Annahme, dass der Dampferzeuger der Turbinenregelung folgt, ist tatsächlich ein weitverbreitetes Konzept der Regelung großer Dampfkraftwerksblöcke. Die letzte Annahme führt in den Simulationsergebnissen zu einer schnellen Leistungsabgabe der Turbine, die in der Realität durch die Möglichkeiten der Dampfvorhaltung vor dem Hochdruckturbinenventil begrenzt sind. Derzeit werden durch große Dampfkraftwerksblöcke 5 % der Bemessungswirkleistung als schnelle Regelleistung in Form von Dampf vor der Hochdruckturbine vorgehalten.

#### 4.3.2 GGOV1-Gasturbinenregler

Grundsätzlich handelt es sich beim Modell GGOV1 um ein allgemeines Turbinenreglermodell, das durch die Firma General Electric entwickelt wurde [57]. [55] empfiehlt dieses Modell für den Einsatz als Gasturbinenregler, da es alle wichtigen Funktionselemente nachbildet. Abbildung 4.9 zeigt den Blockschaltplan des GGOV1-Turbinenreglers.

Für die Gasturbinenregelung kann die Regelschaltung als eine Regelung der Brennstoffzufuhr zur Gasturbine gesehen werden. Der Aktor des Brennstoffventils wird hierbei als PT<sub>1</sub>-Glieder mit Zeitkonstante  $T_{act}$  und den Anti-Windup-Begrenzungen  $v_{min, closed}$  und  $v_{max, open}$  nachgebildet. Beaufschlagt wird dieser mit dem kleinsten von drei Regelsignalen aus dem zentralen Auswahlblock (siehe Abbildung 4.9, Mitte).

Signal 1 berücksichtigt die aktuell maximal mögliche Ausgangsleistung des Turbinenprozesses je nach Aussentemperatur. Hierzu stellt die Lastreferenz die für die aktuelle Betriebstemperatur maximale Ausgangsleistung der Gasturbine dar. Als Rückführungsgröße dieses Regelzweigs wird die Temperaturänderung über die Änderung des Brennstoffflusses bestimmt. Der PI-Lastregler stellt sicher, dass die zulässige maximale

Ausgangsleistung nicht überschritten wird. Es wird angenommen, dass sich die Umgebungstemperatur der Gasturbine während des Simulationsdurchlaufs nicht verändert.

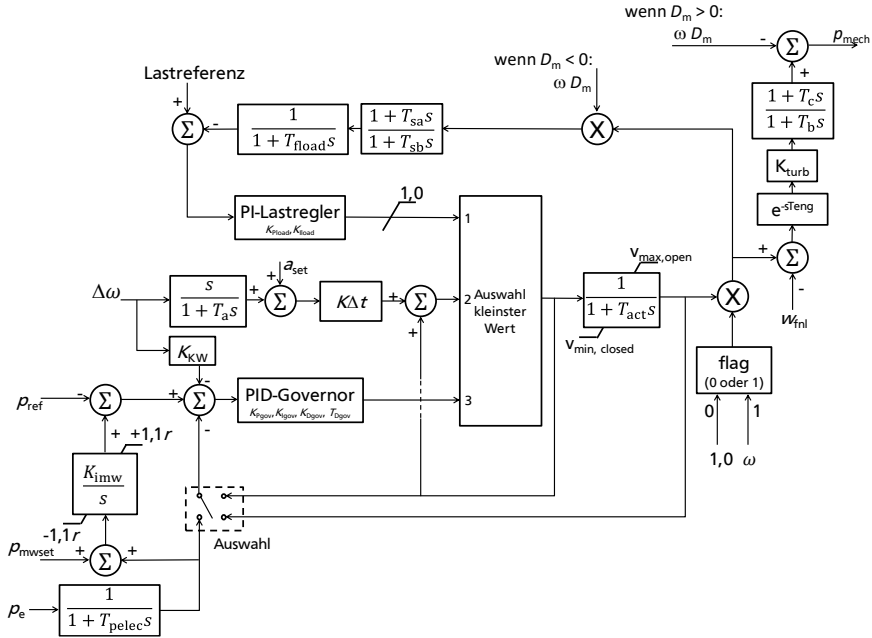


Abbildung 4.9: Blockschaftplan des GGOV1-Turbinenreglermodells  
(Quelle: [55], eigene Darstellung)

Signal 2 bildet die Regelung der Turbinenbeschleunigung nach. Es wird damit sichergestellt, dass die maximale Turbinenbeschleunigung  $a_{\text{set}}$  über die Regelung des Brennstoffventils nicht überschritten wird. Hierzu wird die Turbinendrehzahl über ein Differenzialglied mit Zeitkonstante  $T_a$  mit der maximal möglichen Turbinenbeschleunigung verglichen.

Signal 3 beschreibt die eigentliche Turbinenregelung. Hierbei wird der PID-Turbinenregler mit der aktuellen Drehzahlabweichung sowie der Abweichung von der aktuellen elektrischen Wirkleistungsabgabe  $P_e$  vom Referenzwert  $P_{\text{ref}}$  beaufschlagt. Die elektrische Wirkleistung wird über einen Messwandler mit Zeitkonstante  $T_{\text{pelec}}$  ermittelt. Optional kann ein neuer Betriebspunkt über das Signal  $p_{\text{mwset}}$  und einen Integrator mit Verstärkung  $K_{\text{imw}}$  eingebracht werden. Meist wird  $K_{\text{imw}}$  jedoch zu Null gesetzt. Die



Statik wird über  $K_{KW}$  in p.u./Hz eingestellt. Die Drehzahlabweichung  $\Delta\omega$  wird so zu einer Wirkleistungsabweichung  $\Delta p$  in p.u. Die Turbinenregelung selbst kann über eine Auswahl auf Grundlage der elektrischen Wirkleistungsabgabe, der Brennstoffventilstellung oder des Regelsignals realisiert werden.

Die eigentliche Turbinenreaktion wird mit Hilfe eines Lead-Lag-Gliedes mit den Zeitkonstanten  $T_b$  und  $T_c$  nachgebildet. Zudem besteht über eine Zeitverzögerung  $T_{eng}$  die Möglichkeit, Brennstoffflussgeschwindigkeiten zu berücksichtigen. Bei Gasturbinen kann  $T_{eng}$  vernachlässigt werden. Da es sich beim GGOV1-Turbinenregler um ein Universalmodell handelt, ermöglicht es  $T_{eng}$ , die Brennstofftransportlimitierung von z.B. Diesellaggregaten zu modellieren. Über ein 0/1-Flag kann gewählt werden, ob die Brennstoffzufuhr abhängig von der Turbinendrehzahl ist. Für Gasturbinen kann die Drehzahlabhängigkeit der Brennstoffzufuhr vernachlässigt werden.

Die mechanische Ausgangsleistung  $P_{mech}$  der Turbine wird im Modell aus dem Brennstofffluss  $W_f$  und einer Turbinenkonstanten  $K_{turb}$  gemäß (4.14) bestimmt [55].

$$P_{mech} = K_{turb}(W_f - W_{fl}) \quad (4.14)$$

$P_{mech}$	:	Mechanische Ausgangsleistung der Turbine
$K_{turb}$	:	Turbinenkonstante
$W_f$	:	Aktueller Brennstofffluss
$W_{fl}$	:	Brennstofffluss im Leerlauf bei Bemessungsdrehzahl

Optional lässt sich ein Dämpfungsfaktor  $D_m$  einführen, der entweder negativ im Zweig der Temperaturberücksichtigung oder aber positiv direkt auf die Turbinenleistung wirkt.

### 4.3.3 HYGOV-Wasserturbinenregler

Der HYGOV-Wasserturbinenregler beinhaltet eine Nachbildung des Drehzahlreglers und des Stellglieds (oberer Teil des Blockschaltplanes in Abbildung 4.10) sowie eine nichtlineare Nachbildung des hydraulischen Systems (unterer Teil des Blockschaltplanes in Abbildung 4.10).

Der Regler setzt sich zusammen aus einem Filter mit Zeitkonstante  $T_f$  und dem eigentlichen Drehzahlregler mit Zeitkonstante  $T_r$  und transienter Statik  $r$ . Dem Drehzahlregler wird die Drehzahlabweichung  $\Delta\omega$  sowie der Referenzpunkt der Wirkleistung  $p_{ref}$

zugeführt. Die Statik wird über die Konstante  $K_{KW}$  in p.u./Hz realisiert. Durch die Multiplikation der Drehzahlabweichung mit der Statik entsteht eine Wirkleistungsdifferenz  $\Delta p$ .

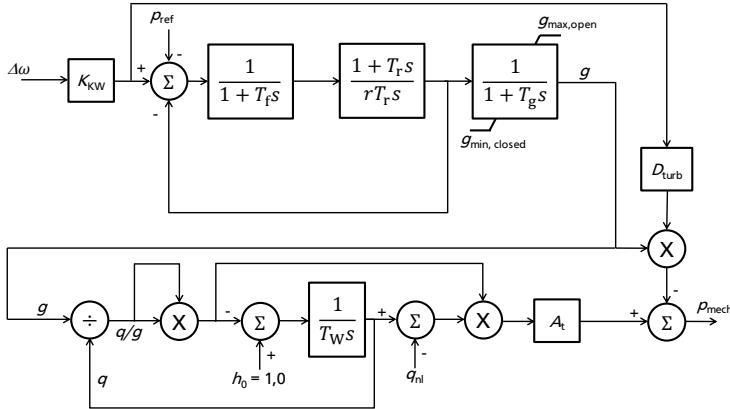


Abbildung 4.10: Blockschartplan des HYGOV-Wasserturbinenreglers  
(Quellen: [55] und [58], eigene Darstellung)

Das Ventil der Wasserturbine wird über ein PT<sub>1</sub>-Glied mit der Zeitkonstanten  $T_g$  nachgebildet. Das Wasserventil kann nur innerhalb der Grenzen  $g_{\max}$ , Ventil komplett geöffnet, und  $g_{\min}$ , Ventil komplett geschlossen, betrieben werden. Es liefert das Stellsignal  $g$ , das auf das hydraulische System des Wasserkraftwerks wirkt. Die Reaktion des hydraulischen Systems wird aufgrund der sich ergebenden Änderung des Wasserflusses durch die Ventilöffnung  $g$  bestimmt. Hierbei wird die Fallhöhe  $h_0$ , die für Bemessungsbetrieb als normierte Größe auf 1,0 p.u. eingestellt werden kann, und die Anlaufzeitkonstante der Wassersäule  $T_w$  berücksichtigt. Eine Differenzbildung zum Fluss  $q_{nl}$ , der bei Leerlauf zur Bemessungsdrehzahl führt, ermöglicht, multipliziert mit einer Turbinenkonstante  $A_t$ , die Bestimmung der aktuell abgegebenen mechanischen Leistung  $P_{\text{mech}}$ . Die Leistungsbestimmung erfolgt mit Hilfe von  $A_t$  analog zu (4.14).

---

# 5 Zukünftige Primärregelung der Netzfrequenz

Ein Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Einflusses einer zukünftig veränderten Erzeugungsstruktur auf die transiente Frequenzstabilität. Die transiente Frequenzstabilität wird maßgeblich durch die Trägheit aller aktuell netzsynchron rotierender Maschinen, durch die Regeleinstellungen und Wirkleistungsdynamiken aller primärregelnden Erzeugungseinheiten und durch das frequenzabhängige Verhalten der Netzlast beeinflusst. Entscheidend für die zukünftige Entwicklung sind daher Zusammensetzung und Betrieb eines zukünftigen Kraftwerksparks und die zu erwartenden niedrigen Residuallasten durch zeitweise sehr hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

Zur Simulation der zukünftigen transienten Frequenzstabilität stellt dieses Kapitel ein vereinfachtes dynamisches Netzsimulationsmodell des frequenzsynchron betriebenen kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes ENTSO-E CE vor. Es sind Zukunftsszenarien definiert, die es zulassen, verschiedene Entwicklungsmöglichkeiten, wie beispielsweise das Wachstum der erneuerbaren Energien, hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die transiente Frequenzstabilität zu beleuchten. Desweiteren enthält das Kapitel eine Untersuchung der Machbarkeit der zukünftigen Primärregelaufgabe eines 500-MVA-Einzelkraftwerks.

---

## 5.1 Das vereinfachte europäische Netzmodell

---

Zur Untersuchung der Frequenzdynamik im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz wurde ein vereinfachtes dynamisches Netzsimulationsmodell entwickelt. Datengrundlage sind die während der Arbeit entwickelte Kraftwerksliste entsprechend Kapitel 2.6 und Informationen zu Lastsituationen und Netzkopplungen im ENTSO-E CE Netzgebiet aus dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016 (TYNDP) [40] und den ENTSO-E Statistical Factsheets [59].

Als Vereinfachung sind einzelne Ländergruppen zu räumlich konzentrierten Zweisammelschienen-Systemen zusammengefasst, an die die zugehörigen Erzeugungseinheiten und die der Region entsprechende Residuallast angeschlossen sind. Da es sich bei der Frequenz näherungsweise um eine über weite Netzstrukturen hinweg gleiche Globalgröße handelt, ist eine räumlich konzentrierte Betrachtung einzelner Regionen für Frequenzuntersuchungen zulässig. Die Nachbildung als verkoppelte Netzregionen lässt es in gewissem Maße zu, die Schwingungen einzelner Netzgebiete gegeneinander zu modellieren. Abbildung 5.1 zeigt die generelle Struktur des verwendeten Simulationsmodells. Tabelle 5.1 zeigt, welche Länder in welchen Regionen zusammengefasst sind und welche konventionelle Erzeugung in der jeweiligen Region installiert ist. Das Simulationsmodell ist im Netzsimulationsprogramm DigSILENT PowerFactory implementiert.

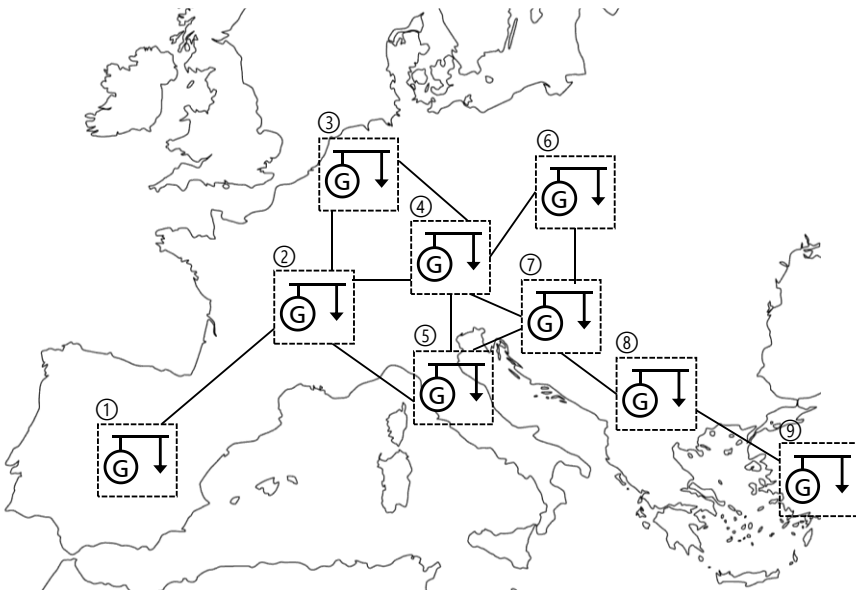


Abbildung 5.1: Generelle Struktur des für Frequenzuntersuchungen vereinfachten Modells des kontinentaleuropäischen Netzgebiets

Tabelle 5.1: Zusammengefasste Länder und die zugehörige konventionelle Erzeugungsleistung des vereinfachten kontinentaleuropäischen Netzmodells

Region (Nr. gemäß Abbildung 5.1, ISO 3166-2 Länder- kürzel der beiden erstgenannten Länder)	Enthaltene Länder	Installierte konventionelle Erzeugung (Anlagen > 100 MVA) in GVA
① (ES, PR)	Spanien, Portugal	69,0
② (FR)	Frankreich	88,0
③ (BE, NL)	Belgien, Niederlande, Luxemburg	34,9
④ (DK, DE)	Dänemark, Deutschland	90,1
⑤ (CH, IT)	Schweiz, Italien	59,3
⑥ (PL, CZ)	Polen, Tschechien, Slowakei	44,3
⑦ (AT, HU)	Österreich, Ungarn, Slowenien, Kroatien	25,6
⑧ (RO, BG)	Rumänien, Bulgarien, Serbien, Bosnien und Herzegowina, Mazedonien, Albanien, Griechenland	46,8
⑨ (TR)	Türkei	37,3
Gesamt		495,3

### 5.1.1 Aufbau der einzelnen Regionen

Bei den einzelnen Regionen handelt es sich um auf einfache Zwei-Sammelschienen-Systeme reduzierte Netzregionen. Das entsprechende Einlinien-Netzschema einer Region ist in Abbildung 5.2 gezeigt. Jede Region verfügt über eine 380-kV-Sammelschiene als Verbindungsknoten zum europäischen Übertragungsnetz an der gleichzei-

tig die Residuallast der Region als frequenz- und spannungsabhängige Last angeschlossen ist. Die Erzeugungsstruktur der Region wird durch Synchrongeneratoren nachgebildet, die auf einer fiktiven Generatorableitung mit  $U_{nAbl} = 20 \text{ kV}$  zusammengeschaltet sind. Zur Vereinfachung werden Kernkraftwerke pauschal in Blöcken von 1000 MVA, Kohlekraftwerke in Blöcken von 500 MVA, Gas- und Wasserkraftwerke in Blöcken von 200 MVA Bemessungsleistung zu- oder abgeschaltet. Die 20-kV-Ebene ist über eine Anzahl  $n$  paralleler 500-MVA-Blocktransformatoren an die 380-kV-Verbundnetzebene angeschlossen. Die Transformatoranzahl  $n$  richtet sich nach der jeweiligen Anzahl aktuell ans Netz angeschlossener Kraftwerke der verschiedenen Kraftwerkstypen gemäß (5.1) und wird für den Fall  $n \notin \mathbb{N}$  auf die nächsthöhere ganze Zahl aufgerundet.

$$n = 2n_{\text{Kernkraft}} + n_{\text{Kohle}} + \frac{n_{\text{Gas}} + n_{\text{Wasser}}}{2} \tag{5.1}$$

- $n_{\text{Kernkraft}}$  : Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Kernkraftwerke
- $n_{\text{Kohle}}$  : Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Kohlekraftwerke
- $n_{\text{Gas}}$  : Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Gaskraftwerke
- $n_{\text{Wasser}}$  : Anzahl aktuell netzsynchron betriebener Wasserkraftwerke

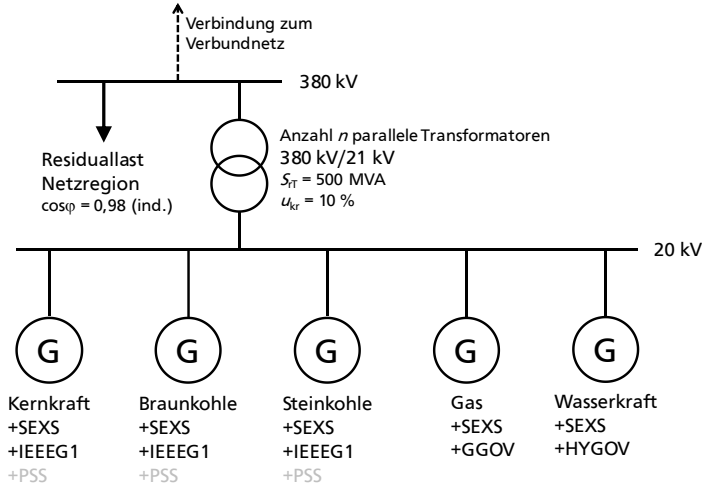


Abbildung 5.2: Aggregiertes Netz einer Region

Die Merit-Order zur Deckung der Residuallast eines Regionalknotens folgt je nach Szenario entweder der Reihenfolge Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas oder der

---

Reihenfolge Kernkraft, Gas, Braunkohle, Steinkohle. Im Starklastfall wird von einem Betrieb der Speicherkraftwerke und Generatorbetrieb der Pumpspeicherkraftwerke ausgegangen, während im Schwachlastfall Pumpspeicherkraftwerke im Motorbetrieb und Speicherkraftwerke nur zum Teil am Netz sind. Laufwasserkraftwerke werden im Bemessungspunkt betrieben.

Die einzelnen Erzeugungseinheiten sind je nach Kraftwerkstyp mit Turbinenreglern gemäß Kapitel 4.3 ausgestattet. Je nach Netzsituation ist in den Turbinenreglern mehrerer Kraftwerke eine Statik-Regelung gemäß der Primärregelung der Netzfrequenz implementiert. Zum Teil sind einzelne Kraftwerkstypen in eine Gruppe mit und eine Gruppe ohne Beteiligung an der Primärregelung aufgeteilt. Als Spannungsregler ist jedem Kraftwerk das allgemeine Modell SEXS gemäß Kapitel 4.2.1 zugeordnet.

Es sind zum Teil Pendeldämpfungsgeräte an den Synchrongeneratoren von Kern-, Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerken eingesetzt. Die Pendeldämpfungsgeräte wurden hierbei zur Bedämpfung der Ost-West- und Nord-Süd-Schwingungen im System herangezogen. Ohne Pendeldämpfungsgeräte treten bereits für kleine Laständerungen oszillatorische Polradwinkelinstabilitäten auf. Es wurden keine Kleinsignalanalysen zur genauen Auslegung der Pendeldämpfungsgeräte erstellt. Die Parametereinstellung fand empirisch statt.

Die Modelldaten der Synchrongeneratoren der einzelnen Kraftwerkstypen und der 500-MVA-Blocktransformatoren sind in Tabelle B.1 und Tabelle B.2 im Anhang zu finden. Der Blockschaltplan der eingesetzten Pendeldämpfungsgeräte ist im Anhang in Abbildung A.1 gezeigt. Die verwendeten Parametersätze der Spannungs- und Turbinenregler, sowie der Pendeldämpfungsgeräte sind in Tabelle B.3 bis Tabelle B.7 im Anhang aufgeführt.

Die Kopplung zwischen den einzelnen Netzregionen erfolgt gemäß der in [59] angegebenen Übertragungsleistungen in der 110-, 220- und 380-kV-Ebene über die jeweiligen Ländergrenzen der Regionen. Die Übertragungsleistungen sind als 380-kV-Freileitungen mit einem Bemessungsstrom von 1 kA und einem Serienimpedanzbelag im Mitsystem von  $\underline{Z}_l = R_l + j X_l = 0,03 + j 0,26 \Omega/\text{km}$  gemäß [60] nachgebildet. Querkapazitäten und -Leitwerte sind vernachlässigt. Die Kopplung der Netzregionen untereinander und die Daten für Schwachlast, Starklast sowie Wind- und Photovoltaikeinspeisung basieren auf Informationen aus den Jahren 2015 und 2016 aus den entsprechenden ENTSO-E Factsheets [59], sowie für die Türkei aus der Dissertation von I. Nassar, 2010 [61]. Tabelle 5.2 zeigt die jeweiligen Übertragungsleistungen und

Impedanzen zwischen den einzelnen Netzregionen. Für die Leitungslänge zwischen zwei Regionen wurde in einem Näherungsansatz ca. die Hälfte der Luftlinienentfernung zwischen den geographischen Zentren der Regionen angesetzt.

Die französischen Kernkraftwerke bilden den Slack-Knoten des Netzes. Die übrigen Generatoren sind als PQ-Knoten modelliert. Die stationäre Einstellung der einzelnen Sammelschienenspannungen wurde über eine detaillierte Einstellung der Blindleistungslieferung der PQ-Knoten vorgenommen. Eine Definition von spannungsregelnden PV-Knoten ist aufgrund der hohen Anzahl parallel an einem Netzknoten angeschlossener Kraftwerke schwer zu definieren. Eine Blindleistungsaufteilung unter allen Kraftwerken ist unabdingbar, da ansonsten die Betriebsgrenzen vieler Kraftwerke zum Teil erheblich überschritten werden.

Tabelle 5.2: Übertragungskapazitäten und Leitungsimpedanzen zwischen den Netzregionen

Übertragungs- strecke	Übertragungs- leistungen in GVA	Mitsystemimpedanz in $\Omega$	Leitungslänge in km
① - ②	2,6	$3,95 + j34,16$	525
② - ③	3,9	$0,75 + j6,54$	150
② - ④	3,3	$1,43 + j12,43$	240
② - ⑤	7,2	$1,03 + j8,93$	380
③ - ④	7,2	$0,44 + j3,85$	160
④ - ⑤	6,6	$0,82 + j7,12$	270
④ - ⑥	4,6	$1,53 + j13,22$	360
④ - ⑦	9,9	$0,66 + j5,69$	330
⑤ - ⑦	3,9	$1,12 + j9,71$	220
⑥ - ⑦	3,3	$1,2 + j10,4$	200
⑦ - ⑧	9,2	$0,66 + j5,76$	310
⑧ - ⑨	2,0	$5,11 + j44,29$	510



Neben der Anzahl der installierten konventionellen Erzeugungsanlagen wurden für die einzelnen Regionen die Schwach- und Höchstlast, sowie die installierte Leistung der fluktuierend einspeisenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen recherchiert (siehe Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Schwach- und Höchstlast sowie installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen in 2015 für die einzelnen Regionen des vereinfachten europäischen Netzmodells (Datenquellen: [59] und [61])

Region	Höchstlast in GW	Schwachlast in GW	Installierte Leistung von Wind- und PV- Anlagen in GW
① (ES, PR)	44,77	24,44	35,37
② (FR)	82,46	29,49	14,41
③ (BE, NL)	30,78	15,67	8,97
④ (DK, DE)	86,50	39,99	80,05
⑤ (CH, IT)	57,38	23,26	27,65
⑥ (PL, CZ)	37,17	17,71	6,65
⑦ (AT, HU)	21,63	10,88	2,85
⑧ (RO, BG)	50,72	24,23	15,58
⑨ (TR)	40,00*	20,00*	3,29
<b>Gesamt</b>	<b>451,41</b>	<b>205,67</b>	<b>194,82</b>

\*Schätzwerte in Anlehnung an [61]

## 5.1.2 Modellverifikation

Zur Verifikation des Netzmodells dient der Vergleich von Frequenzmesswerten mit Simulationsergebnissen für einen 1200-MVA-Kraftwerksausfall in Spanien im Jahr 2006. Dieser Kraftwerksausfall ist in [62] beschrieben und beinhaltet einen Wirkleistungsausfall von  $\Delta P_{KW} = 900$  MW. Zur simulatorischen Nachbildung ist neben der Struktur des Netzmodells die Definition eines initialen Lastzustandes vor dem Störfall notwendig. Da hierzu keine belastbare Datenbasis vorhanden ist, wurde ein gängiger Lastzustand des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes abgeschätzt. Für die einzelnen Regionen wurde die in Tabelle 5.4 gezeigte Lastsituation festgelegt. Abbildung 5.3 zeigt den Wirkleistungsaustausch zwischen den einzelnen Regionen und die Spannungswerte an den jeweiligen 380-kV-Sammelschienen. Da der untersuchte Kraftwerksausfall im Jahr 2006 stattfand, sind die Koppelleitungen zur Türkei getrennt.

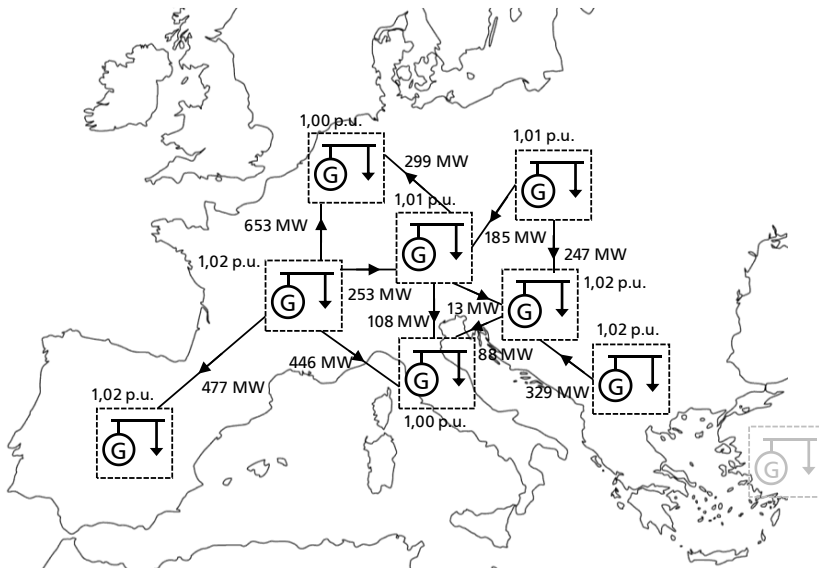


Abbildung 5.3: Wirkleistungsaustausch und Spannungen im Übertragungsnetzmodell für das Basisszenario, 1 p.u. = 380 kV

Der Kraftwerkseinsatz folgt der vereinfachten Rangfolge: Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Gaskraftwerke. Ein Teil des eingesetzten Kraftwerksparks übernimmt die Aufgabe der Primärregelung. Hierbei wurde darauf geachtet, dass sich die zur Verfügung stehende Menge an Primärregelleistung an den Vorgaben der ENTSO-E sowie an der üblichen Netzkennzahl orientiert. Die einzelnen Netzregionen beteiligen sich mit den in Tabelle 5.4 aufgeführten Netzkennzahlen. Der Selbstregeleffekt der Last wurde mit  $k_{pf} \approx 1,5 \text{ \%/Hz}$  abgeschätzt.

Die sich gemeinsam mit dem Selbstregeleffekt der Lasten ergebende Netzkennzahl von 24985 MW/Hz entspricht einer üblichen Netzsituation. Die Netzkennzahl errechnet sich analog zu (3.9). Die durch die ENTSO-E vorgeschriebene Mindest-Primärregelleistung von  $\Delta P_{PRL,min} = 3 \text{ GW}$  bei einer quasistationären Frequenzabweichung  $\Delta f_{PRL} = 200 \text{ mHz}$ , die einer Netzkennzahl von 15000 MW/Hz entspricht, wird hierbei überschritten. Dies lässt sich auf die historisch bedingte pauschale Statikeinstellung großer Kraftwerksblöcke unabhängig von Primärregelleistungsmärkten zurückführen.

Tabelle 5.4: Fiktive Lastsituation und Netzkennzahl des Basisszenarios als Grundlage für die Simulation des 1200-MVA-Kraftwerksausfalls in Spanien

Region	Residuallast in GVA ( $\cos\phi = 0,98 \text{ ind.}$ )	Spannung der 380-kV-Sammel- schiene in p.u.	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	22,3	1,00	2240
② (FR)	46,8	1,02	4480
③ (BE, NL)	18,7	1,00	1280
④ (DK, DE)	36,9	1,01	2880
⑤ (CH, IT)	29,4	1,00	1850
⑥ (PL, CZ)	23	1,01	2350
⑦ (AT, HU)	13,9	1,02	3000
⑧ (RO, BG)	29,8	1,02	3200
<b>Gesamt</b>	<b>230,8</b>	<b>-</b>	<b>21280</b>

Ein Vergleich der sich aus der dynamischen Simulation ergebenden Frequenzverläufe in Abbildung 5.4 mit realen Messdaten aus [62] in Abbildung 5.5 zeigt, dass trotz des stark vereinfachten Netzmodells und der unklaren Lastsituation eine tendenziell Übereinstimmung der Frequenzverläufe besteht. Speziell die für die Untersuchungen dieser Arbeit wichtigen Kenngrößen Frequenztiefpunkt und stationäre Frequenzabweichung werden gut abgebildet. Der Frequenzgradient zeigt ähnliche Tendenzen, lässt sich auf Grundlage der Messdaten jedoch nicht genau vergleichen.

Auch im stark vereinfachten Netzmodell entstehen die typischen Oszillationen der Netzregionen gegeneinander. Die Simulation führt zu einer höheren Oszillationsfrequenz von  $f_{osz,sim} \approx 0,35$  Hz gegenüber der Messung mit  $f_{osz,mess} = 0,23$  Hz. Ebenfalls sind die auftretenden Schwingungen im vereinfachten Netzmodell in der spanischen Region schwächer und in den übrigen Regionen stärker gedämpft, was sich mit der Vernachlässigung unterlagerter HS- und HöS-Netzstrukturen, der stärkeren Kopplung der Synchrongeneratoren untereinander und der nur sehr vereinfachten Nachbildung von Pendeldämpfungsgeräten erklären lässt.

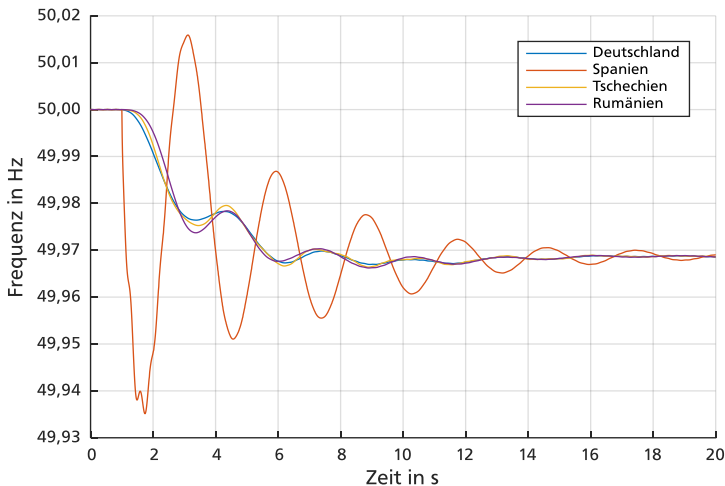


Abbildung 5.4: Simuliertes Frequenzverhalten an verschiedenen Netzknoten nach einem 1200-MVA-Erzeugungsausfall in Spanien

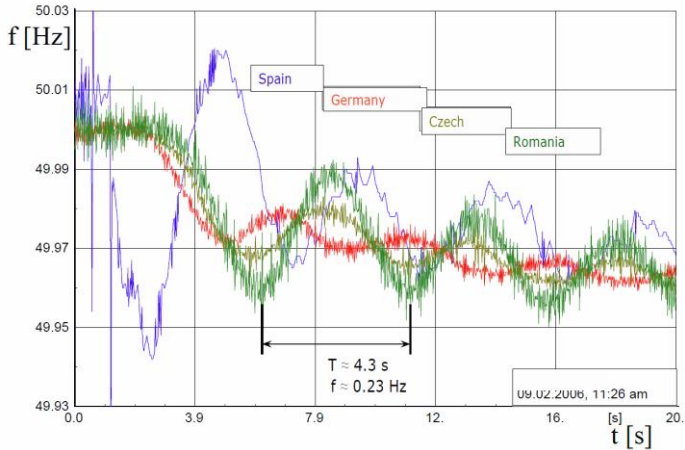


Abbildung 5.5: Gemessenes Frequenzverhalten an verschiedenen Netzknoten nach einem 1200-MVA-Erzeugungsausfall in Spanien (Bildquelle: [62])

Der Vergleich von Simulation und Messwerten zeigt insgesamt, dass sich die Qualität der Primärregelung der Frequenz für verschiedene Kraftwerksparks gut anhand des beschriebenen vereinfachten Modells untersuchen lässt.

Für Untersuchungen von Spannungseffekten, Lastflussverteilungen oder Kleinsignalstabilität ist das entwickelte Modell aufgrund der stark vereinfachten Struktur jedoch nicht geeignet.

## 5.2 Untersuchungsszenarien

Die untersuchten Szenarien zur Erzeugungsstruktur in Kontinentaleuropa folgen den im *Ten Year Network Development Plan 2016* der ENTSO-E entwickelten [40]. Hier sind vier Visionen V1 bis V4 als Prognosen für das Jahr 2030 beschrieben.

Diese Visionen unterscheiden sich im Wesentlichen in den folgenden Kernbereichen:

- Ausbau erneuerbarer Energien,
- CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung,
- Brennstoff-Preisentwicklung
- Aufbau der Merit-Order,
- Entwicklung von Speicherlösungen, Lastmanagement und Elektromobilität,
- elektrischer Energiebedarf in Europa.

Die Ausprägungen der Kernbereiche sind in Tabelle 5.5 für die einzelnen Szenarien qualitativ aufgetragen.

Tabelle 5.5: Qualitative Entwicklung der einzelnen Kernbereiche in den vier Visionen für 2030 des ENTSO-E TYNDP 2016 (Datenquelle: [40], eigene Darstellung)

Kernbereiche	V1	V2	V3	V4
Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten	O	+	++	+++
CO <sub>2</sub> -Zertifikat-Preisentwicklung	↓	↓	↑	↑
Brennstoff-Preisentwicklung	↑	↑	↓	↓
Aufbau der Merit-Order	Kohle vor Gas	Kohle vor Gas	Gas vor Kohle	Gas vor Kohle
Entwicklung von Speicherlösungen, Elektromobilität und Lastmanagement	O	+	++	+++
Elektrischer Energiebedarf in Europa	↗	↗	→	↗
o	Anstieg bleibt hinter den Erwartungen zurück		↓	gegenüber 2015 stark gefallen
+	Anstieg etwa entsprechend der Erwartungen		→	gleichbleibend gegenüber 2015
++	Anstieg leicht höher als erwartet		↗	leichter Anstieg gegenüber 2015
+++	Anstieg wesentlich höher als erwartet		↑	starker Anstieg gegenüber 2015

Die Untersuchungsszenarien für die Frequenzuntersuchungen dieser Arbeit orientieren sich an den gezeigten vier Visionen der ENTSO-E. Die angenommenen quantitativen Veränderungen des Netzmodells aufgrund der qualitativen Tendenzen aus Tabelle 5.5 sind in Tabelle 5.6 gezeigt.

Tabelle 5.6: Angenommene quantitative Entwicklung der einzelnen Kernbereiche im vereinfachten kontinentaleuropäischen Netzmodell

Kernbereiche	V1	V2	V3	V4
Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten gegenüber 2015	<b>+20 %</b>	<b>+40 %</b>	<b>+60 %</b>	<b>+100 %</b>
CO <sub>2</sub> -Zertifikat-Preisentwicklung	Auswirkungen fließen in Merit-Order Reihenfolge ein.			
Brennstoff-Preisentwicklung				
Aufbau der Merit-Order	Kohle vor Gas	Kohle vor Gas	(a) Kohle vor Gas (b) Gas vor Kohle	(a) Kohle vor Gas (b) Gas vor Kohle
Entwicklung von Speicherlösungen, Elektromobilität und Lastmanagement	$k_{pf} = 1,5 \text{ \%}/\text{Hz}$	$k_{pf} = 2 \text{ \%}/\text{Hz}$	$k_{pf} = 2,5 \text{ \%}/\text{Hz}$	$k_{pf} = 3 \text{ \%}/\text{Hz}$
Elektrischer Energiebedarf in Europa	Keine Auswirkungen auf Schwachlast			

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien wird vereinfachend für alle Netzregionen angewendet. Das prozentuale Wachstum ist auf das Basisjahr 2015 bezogen. Preisentwicklungen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und Brennstoffen werden im Aufbau der Merit-Order aggregiert.

Die Entwicklung von Speicherlösungen, Elektromobilität und Lastmanagement wird durch eine Anpassung des Selbstregelleffekts der Lasten  $k_{pf}$  berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die genannten Technologien in Zukunft in begrenztem Umfang aus den unterlagerten Netzebenen heraus zur Stützung der Netzfrequenz beitragen.

---

In allen Szenarien wird als Worst-Case-Situation für die transiente Frequenzstabilität ein Schwachlastfall bei gleichzeitig hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien angenommen. In einem solchen Szenario sind aufgrund der niedrigen Residuallast sehr wenige Kraftwerke am Netz, wodurch die Trägheit der rotierenden Massen im System gering und ein initial hoher Frequenzgradient nach einer Störung zu erwarten ist. Da die Primärregelung in Europa oftmals neben dem Regelleistungsmarkt zusätzlich über eine pauschale Statikeinstellung einzelner Kraftwerke bereitgestellt wird, kann bei verringerter Anzahl am Netz befindlicher Kraftwerke auch von einer tendenziell verringerten Netzkennzahl ausgegangen werden.

Ein Starklastszenario bei gleichzeitig geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien stellt zwar ebenfalls ein mögliches Worst-Case-Szenario für einen stark verringerten Kraftwerkspark dar. Es handelt sich hierbei jedoch um ein Problem der statischen Stabilität. Sobald ein stationärer Arbeitspunkt sichergestellt ist, ist dieser Fall für die transiente Frequenzstabilität unkritisch.

In der qualitativen Entwicklung der Visionen des ENTSO-E TYNDP 2016 wird von einer Steigerung des elektrischen Energiebedarfs ausgegangen. Der Schwachlastzustand dürfte jedoch kaum eine Veränderung erfahren und wird daher für alle Szenarien gleich, mit  $P_{L,\min} \approx 200$  GW angenommen.

Die Residuallast je Region jedes Szenarios wird gebildet aus der Schwachlast sowie der jeweiligen installierten Leistung erneuerbarer Energien multipliziert mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor. Aus [63] geht hervor, dass in Deutschland eine Gleichzeitigkeit von Photovoltaik- und Windenergieeinspeisung von ca. 30 bis 40 % der installierten Gesamtleistung erreicht wird. Spitzenwerte liegen bei ca. 70 %. Da diese Arbeit einen europäischen Ansatz verfolgt, wurde davon ausgegangen, dass bei gleichzeitigem Auftreten eines Schwachlastzustandes je Region 30 % der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien eingespeist wird. Das gleichzeitige Auftreten höherer Anteile erneuerbarer Energien wird als sehr unwahrscheinlich eingestuft [63]. Entsprechend ergeben sich je Szenario unterschiedliche Residuallastkonstellationen.

Nachfolgend sind die einzelnen Szenarien V1 bis V4 benannt nach den entsprechenden Visionen des ENTSO-E TYNDP 2016 mit ihren Erzeugungs- und Lastkonfigurationen beschrieben. Die Szenarien beschreiben jeweils einen möglichen Netzzustand im Jahr 2030 je nach Entwicklung des elektrischen Energieversorgungssystems. Neben



---

den Szenarien V1 bis V4 wurde ein Extremwertszenario in Anlehnung an die Auslegungshypothese einer ENTSO-E Arbeitsgruppe zur Dynamik der Netzfrequenz [48] nachgebildet.

### 5.2.1 Szenario V1

Bei Szenario V1 handelt es sich um ein Szenario, dass im Wesentlichen den Zustand aus dem Jahr 2015 fortführt. Der Kraftwerkseinsatzplan wird, soweit möglich, in der Reihenfolge Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas festgelegt. Eine sehr moderate Entwicklung der erneuerbaren Energien wird erwartet, weshalb in diesem Szenario für jede Netzregion von einer Steigerung der installierten Leistung erneuerbarer Energien um 20 % gegenüber 2015 (siehe auch Tabelle 5.3) ausgegangen wird. Ebenfalls wird angenommen, dass Kraftwerksneubauten und Kraftwerksabschaltungen zu einem nahezu gleichen Kraftwerkspark führen. Der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland wird als abgeschlossen betrachtet. Es ergibt sich für das Szenario V1 eine Residuallast pro Region laut Tabelle 5.7. Der Selbstregeleffekt der Lasten wird unverändert zu  $k_{pf} = 1,5 \text{ \%}/\text{Hz}$  angenommen.

Zur Deckung der Residuallast in Szenario V1 ist je Region die in Tabelle 5.8 aufgeführte installierte Kraftwerksleistung am Netz. Es wird davon ausgegangen, dass sich bereits größere Marktplätze für die Regelleistung gebildet haben, wie es aktuell beispielsweise für die Regelleistung von Deutschland, Schweiz und den Niederlanden der Fall ist.

Die Regelleistung wird entsprechend in den einzelnen Netzregionen über ein Vergabeverfahren durch die Übertragungsnetzbetreiber gedeckt. Da angenommen wird, dass die einzelnen Regelleistungsmärkte entkoppelt voneinander agieren und zudem nicht alle ÜNB ihre Regelleistung über einen Marktplatz beschaffen, entsteht mit 18240 MW/Hz eine Überdeckung der mindestens geforderten Netzkennzahl von 15000 MW/Hz. Gemeinsam mit dem Selbstregeleffekt der Lasten von  $k_{pf} = 1,5 \text{ \%}/\text{Hz}$  ergibt sich eine theoretische Netzkennzahl von 21325 MW/Hz. Die Netzkennzahl der Primärregelung je Region ist in Tabelle 5.7 aufgeführt.

In den nachfolgenden Szenarien V2 bis V4 ist die Schwachlastsituation identisch zu Szenario V1, weswegen sie dort nicht mehr explizit aufgeführt ist.

Tabelle 5.7: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V1

Region	Schwachlast in GVA ( $\cos\varphi = 0,98$ ind.)	Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in GVA	Residuallast für Szenario V1 in GVA ( $\cos\varphi = 0,98$ ind.)	Netz- kennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	24,44	42,44	10,29	2240
② (FR)	29,49	17,29	23,73	2560
③ (BE, NL)	15,67	10,76	12,08	960
④ (DK, DE)	39,99	96,06	7,97	2880
⑤ (CH, IT)	23,26	33,18	12,20	1920
⑥ (PL, CZ)	17,71	7,98	15,05	2400
⑦ (AT, HU)	10,88	3,42	9,74	1600
⑧ (RO, BG)	24,23	18,7	18,00	2240
⑨ (TR)	20,00	3,95	18,68	1440
<b>Gesamt</b>	<b>205,67</b>	<b>233,78</b>	<b>127,74</b>	<b>18240</b>

Tabelle 5.8: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V1

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	5,60	3,20	1,60	-	1,60	12,00
② (FR)	28,00	1,60	-	-	-	29,60
③ (BE, NL)	2,40	4,00	-	3,20	-	9,60
④ (DK, DE)	-	7,20	8,00	-		15,20
⑤ (CH, IT)	1,60	6,40	-	4,48	1,76	14,24
⑥ (PL, CZ)	4,00	6,00	6,00		0,16	16,16
⑦ (AT, HU)	2,40	4,00	2,40	1,28	1,12	11,20
⑧ (RO, BG)	2,40	3,20	8,00	1,44	1,28	16,32
⑨ (TR)	-	4,80	12,00	3,04	1,28	21,12
<b>Gesamt</b>	<b>46,40</b>	<b>40,40</b>	<b>38,00</b>	<b>13,44</b>	<b>7,20</b>	<b>145,44</b>

## 5.2.2 Szenario V2

Szenario V2 zeichnet sich durch eine stärkere Entwicklung der erneuerbaren Energien und einen höheren Selbstregелеffekt der Lasten von  $k_{pf} = 2 \text{ \%}/\text{Hz}$  aus. Das entwickelte Schwachlastszenario bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien führt zu einer Residuallast von  $P_{\text{Res}} = 114,75 \text{ GVA}$  im kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz.

Die verringerte Residuallast führt zu einem reduzierten ans Netz angeschlossenen Kraftwerkspark, wobei die Merit-Order wiederum in der Reihenfolge Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas aufgebaut ist und entsprechend zu einem hohen Anteil von Kohlekraftwerken an der konventionellen Erzeugung führt. Tabelle 5.9 zeigt installierte Erzeugungsleistung, Residuallast und Netzkennzahl je Netzregion.

Tabelle 5.9: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V2

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in GVA	Residuallast für Szenario V2 in GVA ( $\cos\varphi = 0,98 \text{ ind.}$ )	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	8,40	49,52	7,93	1920
② (FR)	27,20	20,17	22,77	1920
③ (BE, NL)	8,80	12,56	11,48	940
④ (DK, DE)	5,20	112,07	2,63	1760
⑤ (CH, IT)	12,08	38,71	10,36	1800
⑥ (PL, CZ)	16,16	9,31	14,61	2400
⑦ (AT, HU)	9,92	3,99	9,55	1920
⑧ (RO, BG)	16,16	21,81	16,96	1440
⑨ (TR)	19,36	4,61	18,46	1920
<b>Gesamt</b>	<b>123,28</b>	<b>272,75</b>	<b>114,75</b>	<b>16020</b>

---

Die genaue Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsleistung je Netzregion ist in Tabelle B.8 im Anhang aufgeführt.

In diesem Szenario wird im Gegensatz zu Szenario V1 von einer vollständigen Deckung der Primärregelleistung über gekoppelte Regelleistungsmärkte ausgegangen. Dies führt zu einer Netzkennzahl, die im Schwachlastfall mit 16020 MW/Hz sehr nahe an der vorgegebenen Grenze von 15000 MW/Hz liegt. Eine Überdeckung der geforderten Mindestregelleistung ist auf einem solch umfassenden Marktplatz unwirtschaftlich. Die sich ergebenden Netzkennzahlen je Netzregion sind in Tabelle 5.9 aufgelistet. Gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last von 2 %/Hz ergibt sich eine theoretische Netzkennzahl von 20133 MW/Hz.

### **5.2.3 Szenario V3a - Kohle vor Gas**

Bei Szenario V3a handelt es sich um ein Szenario mit einem gegenüber Szenario V2 stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien, der im Modell mit 40 % Zuwachs an installierter Leistung von Wind- und PV-Anlagen gegenüber 2015 abgeschätzt wird. Entsprechend der Gleichzeitigkeitsüberlegungen aus den vorangegangenen Szenarien errechnen sich so die in Tabelle 5.10 angegebenen Residuallasten.

Es wird eine Merit-Order angenommen, in der Kohle- vor Gaskraftwerken geführt werden. Entsprechend ergeben sich die für diese Netzsituation ans Netz angeschlossenen Kraftwerksleistungen in Tabelle 5.10. Die genaue Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsleistung je Netzregion ist in Tabelle B.9 im Anhang aufgeführt.

Das Szenario V3a entspricht in seinen Annahmen für die Vorhaltung von Primärregelleistung dem Szenario V2. Entsprechend ergibt sich eine Gesamtmenge an Primärregelleistung, die zu einer nahe an der Mindestanforderung von 15000 MW/Hz liegenden Netzkennzahl von 15360 MW/Hz führt. Tabelle 5.10 zeigt die Netzkennzahlen je Netzregion. Gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last von  $k_{pf} = 2,5$  %/Hz ergibt sich für diese Netzkonstellation eine theoretische Netzkennzahl von 20502 MW/Hz.

Tabelle 5.10: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V3a

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in GVA	Residuallast für Szenario V3 in GVA ( $\cos\varphi = 0,98$ ind.)	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	6,40	56,59	5,58	1920
② (FR)	24,80	23,06	21,8	1920
③ (BE, NL)	5,60	14,35	10,89	1440
④ (DK, DE)	3,20	128,08	-2,7	960
⑤ (CH, IT)	8,88	44,24	8,51	2080
⑥ (PL, CZ)	15,36	10,64	14,16	2240
⑦ (AT, HU)	9,68	4,56	9,36	1760
⑧ (RO, BG)	14,88	24,93	15,92	1120
⑨ (TR)	18,88	5,26	18,25	1920
<b>Gesamt</b>	<b>107,68</b>	<b>311,71</b>	<b>101,77</b>	<b>15360</b>

## 5.2.4 Szenario V3b - Gas vor Kohle

Szenario V3b unterscheidet sich von Szenario V3a dadurch, dass in der Merit-Order Gas- vor Kohlekraftwerken platziert werden. Die Residuallastsituation ist die gleiche wie in Szenario V3a. Die netzgekoppelte Erzeugungsleistung ist in diesem Szenario, stark durch Gaskraftwerke geprägt. Größter Unterschied zwischen den Szenarien V3a und V3b ist, dass die Primärregelung in Szenario V3b zu einem großen Teil durch Gaskraftwerke erbracht wird. Tabelle B.10 zeigt die genaue Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsleistung in den einzelnen Netzregionen. Tabelle 5.11 zeigt die konventionelle Erzeugungsleistung und die Netzkennzahl je Region.

Tabelle 5.11: Konventionelle Erzeugungsleistung und Netzkennzahlen der einzelnen Regionen in Szenario V3b

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	7,84	1856
② (FR)	23,84	1856
③ (BE, NL)	7,52	2368
④ (DK, DE)	2,88	768
⑤ (CH, IT)	9,20	1920
⑥ (PL, CZ)	15,52	1584
⑦ (AT, HU)	8,88	1600
⑧ (RO, BG)	14,00	1408
⑨ (TR)	18,72	2432
<b>Gesamt</b>	<b>108,40</b>	<b>15792</b>

Den Überlegungen aus Szenario V2 folgend, ergibt sich eine Netzkennzahl der Primärregelung von 15792 MW/Hz. Gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last von  $k_{pf} = 2,5 \text{ \%/Hz}$  ergibt sich eine theoretische Netzkennzahl der Netzkonstellation von 20934 MW/Hz.

### 5.2.5 Szenario V4a - Kohle vor Gas

Szenario V4a stellt gemeinsam mit V4b das Szenario mit dem größten Ausbau erneuerbarer Energien dar. Es wird davon ausgegangen, dass sich bis 2030 die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen gegenüber dem Basisjahr 2015 in jeder Netzregion verdoppelt. Erzeugungsleistungen, Residuallasten und Netzkennzahlen sind in Tabelle 5.12 aufgeführt.

Tabelle 5.12: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der Primärregelakteure der einzelnen Länderregionen in Szenario V4a

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	Installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in GVA	Residuallast für Szenario V4 in GVA ( $\cos\varphi = 0,98 \text{ ind.}$ )	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	2,88	70,74	0,86	1120
② (FR)	19,20	28,82	19,88	3600
③ (BE, NL)	3,60	17,94	9,69	800
④ (DK, DE)	2,00	160,1	-13,38	800
⑤ (CH, IT)	4,88	55,3	4,83	800
⑥ (PL, CZ)	11,76	13,3	13,28	2560
⑦ (AT, HU)	8,88	5,7	8,98	1760
⑧ (RO, BG)	12,48	31,16	13,84	2240
⑨ (TR)	17,68	6,58	17,81	1760
<b>Gesamt</b>	<b>83,36</b>	<b>389,64</b>	<b>75,79</b>	<b>15440</b>



---

Die Merit-Order mit einer Platzierung von Kohle- vor Gaskraftwerken sorgt für die aktuell ans Netz angeschlossene installierte konventionelle Erzeugungsleistung. Wie in Szenario V3a übernehmen auch hier Kern- und Kohlekraftwerke den Großteil der Primärregelung. Tabelle B.11 im Anhang zeigt die detaillierte Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsleistung je Netzregion.

Die Netzkennzahl liegt bei 15440 MW/Hz. Es ist zu berücksichtigen, dass in Szenario V4a etwa die Hälfte aller ans Netz angeschlossener Kraftwerke auch Primärregelleistung zur Verfügung stellen, um die Mindestanforderung der ENTSO-E zu erfüllen. Gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last von  $k_{pf} = 3 \text{ \%/Hz}$  ergibt sich eine theoretische Netzkennzahl von 21610 MW/Hz.

### **5.2.6 Szenario V4b - Gas vor Kohle**

Szenario V4b hat die gleichen Voraussetzungen der Residuallast wie Szenario V4a. Dementsprechend folgt die Lastsituation in den einzelnen Netzregionen den Angaben in Tabelle 5.12. Die Merit-Order mit einer Platzierung von Gas- vor Kohlekraftwerken sorgt für die ans Netz angeschlossene installierte konventionelle Erzeugungsleistung.

Gegenüber Szenario V4a weist V4b einen großen Anteil von Gaskraftwerken an der gesamten ans Netz angeschlossenen konventionellen Erzeugungsleistung auf. Wie in Szenario V3b übernehmen auch hier Gaskraftwerke den Großteil der Primärregelung. Die detaillierte Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsleistung je Netzregion ist in Tabelle B.12 im Anhang aufgeführt.

Aufgrund der Mindestvorgaben durch die ENTSO-E liegt die Netzkennzahl bei 15344 MW/Hz. Auch in Szenario V4b stellen etwa die Hälfte aller ans Netz angeschlossener Kraftwerke Primärregelleistung zur Verfügung um die Mindestanforderung zu erfüllen. Gemeinsam mit dem Selbstregelleffekt der Last von  $k_{pf} = 3 \text{ \%/Hz}$  ergibt sich eine theoretische Netzkennzahl von 21514 MW/Hz.

Tabelle 5.13: Netzkennzahlen der einzelnen Regionen in Szenario V4b

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	Netzkennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	2,72	1056
② (FR)	22,24	4256
③ (BE, NL)	3,20	960
④ (DK, DE)	1,68	672
⑤ (CH, IT)	5,28	1680
⑥ (PL, CZ)	12,32	1344
⑦ (AT, HU)	7,28	1600
⑧ (RO, BG)	11,20	1408
⑨ (TR)	18,00	2368
<b>Gesamt</b>	<b>83,92</b>	<b>15344</b>

### 5.2.7 Extremwertszenarien (a) und (b)

Neben den dem ENTSO-E TYNP 2016 [40] folgenden Szenarien V1 bis V4 ist die Definition eines Extremwertszenarios interessant, dessen Auftreten von der ENTSO-E zwar als möglich eingestuft wird, dessen Eintrittswahrscheinlichkeit jedoch als sehr gering zu bewerten ist. [48] beschreibt einen hypothetischen Extremfall für die Untersuchung der Frequenzdynamik. Es wird von einer Schwachlast im kontinentaleuropäischen Netzgebiet von  $P_L \approx 150$  GW ausgegangen. Der Selbstregeleffekt der Lasten wird mit  $k_{pf} \approx 1$  %/Hz sehr niedrig angenommen. Zudem ist von einer ungewöhnlich hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien auszugehen. Hierzu wird die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen aus Szenario V4 übernommen und eine sehr hohe Gleichzeitigkeit von 50 % angenommen. Zudem wird davon ausgegangen,

---

dass in den einzelnen Regionen nur 75 % der in Szenario V4 angegebenen Schwachlast auftreten, so dass der genannte Wert von  $P_L \approx 150$  GW erreicht wird.

Tabelle 5.14 zeigt die entsprechende Lastsituation. Es entsteht damit eine insgesamt negative Residuallast im kontinentaleuropäischen Netzgebiet von  $P_{\text{Res}} \approx -40$  GW. Es kommt infolge dessen zu einer Abregelung von erneuerbaren Energien insbesondere in Deutschland, Dänemark, Schweiz, Italien, Spanien und Portugal. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die Mindestvorgabe der Netzkennzahl von 15000 MW/Hz nach wie vor zu erfüllen ist. Daher entspricht der am Netz befindliche Kraftwerkspark genau der Anforderung an die Primärregelung (siehe Tabelle 5.15). Alle am Netz befindlichen Kraftwerke sind auch in der Primärregelung aktiv. Es wird angenommen, dass Länderregionen mit negativen Residuallasten die Möglichkeit nutzen, aus benachbarten Regionen Primärregelleistung zu beziehen. In der Merit-Order sind im Extremszenario Kohle- vor Gaskraftwerken platziert.

Bezüglich der Bereitstellung von Primärregelleistung werden im Extremwertszenario zwei Varianten untersucht:

- (a) Bereitstellung der kompletten Primärregelleistung durch konventionelle Kraftwerke
- (b) Bereitstellung von ca. 50 % der Primärregelleistung durch umrichter-  
gespeiste Erzeuger

Variante (b) simuliert damit eine Netzsituation mit einer sehr niedrigen Trägheit rotierender Massen am Netz, da umrichter-  
gespeiste Anlagen im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken dem Netz keine Trägheit zur Verfügung stellen.

Durch die Bereitstellung von Primärregelleistung durch umrichter-  
gespeiste Anlagen reduziert sich die Anzahl der am Netz befindlichen Kraftwerke im Extremwertszenario (b). Entsprechend sind die installierten Kraftwerksleistungen gemäß Tabelle 5.15 am Netz. Die Aufteilung der Primärregelleistung in konventionelle und umrichter-  
gespeiste Anlagen entspricht Tabelle 5.16. Die Lastsituation im Extremwertszenario (b) entspricht dem Extremwertszenario (a) gemäß Tabelle 5.14.

Den über Umrichter einspeisenden Erzeugern von Primärregelleistung liegt das Primärreglermodell aus Abbildung A.2 im Anhang zugrunde. Sie werden vor Eintreten eines Störfalls im Leerlauf betrieben. Für die Untersuchung wurden die Zeitkonstanten  $T_{\text{Delay}} = 1$  s und  $T_G = 5$  s gewählt.

Tabelle 5.14: Schwachlast, installierte Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen, Residuallast und Netzkennzahl der einzelnen Länderregionen im Extremwertszenario (a)

Region	Schwachlast in GVA ( $\cos\varphi = 0,98$ ind.)	Installierte Leistung von Wind- und PV- Anlagen in GVA	Residuallast in GVA ( $\cos\varphi = 0,98$ ind.)	Netz- kennzahl in MW/Hz
① (ES, PR)	18,33	70,74	-17,04	840
② (FR)	22,12	28,82	7,71	3200
③ (BE, NL)	11,75	17,94	2,78	960
④ (DK, DE)	29,99	160,1	-50,06	960
⑤ (CH, IT)	17,45	55,3	-10,2	1024
⑥ (PL, CZ)	13,28	13,3	6,63	2240
⑦ (AT, HU)	8,16	5,7	5,31	1600
⑧ (RO, BG)	18,17	31,16	2,59	1920
⑨ (TR)	15	6,58	11,71	2400
<b>Gesamt</b>	<b>154,25</b>	<b>389,64</b>	<b>-40,57</b>	<b>15144</b>

Tabelle 5.15: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Extremwertszenario (a) und (b)

Region	Installierte Leistung netzgekoppelter konv. Kraftwerke in GVA	
	Variante (a)	Variante (b)
① (ES, PR)	2,40	0,40
② (FR)	6,40	3,20
③ (BE, NL)	1,92	0,80
④ (DK, DE)	2,40	1,20
⑤ (CH, IT)	2,56	1,36
⑥ (PL, CZ)	6,40	2,40
⑦ (AT, HU)	4,80	2,00
⑧ (RO, BG)	4,40	2,00
⑨ (TR)	10,40	10,40
<b>Gesamt</b>	<b>41,68</b>	<b>23,76</b>

Die genauen Zusammensetzungen der einzelnen Kraftwerksparks je Netzregion sind im Anhang in Tabelle B.13 für Extremwertszenario (a) und Tabelle B.14 für Extremwertszenario (b) aufgeführt.

Tabelle 5.16: Netzkennzahlen von konventionellen und umrichterbetriebenen Primärregelakteuren der einzelnen Länderregionen im Extremwertszenario (b)

Region	Netz- kennzahl konventionell in MW/Hz	Netz- kennzahl umrichter- betrieben in MW/Hz
① (ES, PR)	160	960
② (FR)	1600	1072
③ (BE, NL)	320	600
④ (DK, DE)	480	600
⑤ (CH, IT)	544	480
⑥ (PL, CZ)	1040	1216
⑦ (AT, HU)	880	800
⑧ (RO, BG)	880	800
⑨ (TR)	1760	960
<b>Gesamt</b>	<b>7664</b>	<b>7488</b>
	<b>15152</b>	

## 5.2.8 Zusammenfassung der Untersuchungsszenarien

Als Untersuchungsszenarien werden die vier Visionen des ENTSO-E TYNDP 2016 [40] zugrunde gelegt. Diese gliedern sich in die Szenarien V1 bis V4. Je Szenario wird eine Schachlastsituation  $P_L \approx 200$  GW angenommen, die über die einzelnen Szenarien konstant bleibt. Von Szenario V1 bis Szenario V4 steigt die installierte Leistung erneuerbarer Energien von ca. 234 GVA auf 390 GVA an. Für die jeweilige Schwachlastsituation ergibt sich damit von Szenario V1 bis V4 eine immer weiter reduzierte Residuallast von  $P_{\text{Res},V1} = 125$  GW bis  $P_{\text{Res},V4} = 76$  GW. Korrespondierend sinkt die installierte

---

Leistung des am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerksparks von ca. 145 GVA in Szenario V1 auf ca. 83 GVA in Szenario V4b. Die Szenarien V3a und V3b sowie V4a und V4b unterscheiden sich im Aufbau der Merit-Order. In Szenario V3a und V4a werden Kohle- vor Gaskraftwerken ans Netz genommen. In den Szenarien V3b und V4b werden Gas- vor Kohlekraftwerken zugeschaltet.

Die Netzkennzahl der aktiven Primärregelakteure nähert sich von Szenario V1 bis V4 sukzessive der Mindestvorgabe der ENTSO-E von 15000 MW/Hz an. Hierbei wird angenommen, dass eine zunehmende Marktausweitung auf immer größere Netzgebiete Kontinentaleuropas zu einer Reduzierung möglicher Überdeckungseffekte in der insgesamt beschafften Primärregelleistung führt.

Zusätzlich zu den vier Visionen des ENTSO-E TYNDP 2016 wird ein Extremwertszenario in zwei Varianten (a) und (b) untersucht. Das Extremwertszenario folgt den Vorgaben einer ENTSO-E Studie zur Frequenzstabilität [48]. Es zeichnet sich durch eine besonders niedrige Schwachlast von  $P_L \approx 150$  GW bei sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Es ergibt sich eine insgesamt stark negative Residuallast von  $P_{Res} \approx -40$  GW. Entsprechend ist der am Netz befindliche Kraftwerkspark mit einer installierten Leistung von ca. 42 GVA in Variante (a) und ca. 24 GVA in Variante (b) im wesentlichen durch die vorzuhaltene Primärregelleistung bestimmt. Die Varianten (a) und (b) unterscheiden sich in der Bereitstellung der Primärregelleistung. Während in Variante (a) die Mindest-Netzkennzahl von 15000 MW/Hz ausschließlich über konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wird, werden in Variante (b) ca. 50 % dieser Netzkennzahl über umrichter gespeiste Anlagen geliefert.

---

### 5.3 Untersuchungsergebnisse

---

Gegenstand der Frequenzuntersuchungen ist ein Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung im französischen Netzgebiet, Region (2), des Simulationsmodells. Die Platzierung im französischen Netzgebiet ist zunächst beispielhaft ausgewählt, hat jedoch mit der hohen Anzahl großer Kernkraftwerksblöcke eine reale Grundlage. Der Störfall tritt zum Simulationszeitpunkt  $t = 1$  s ein um sicherzustellen, dass sich das Simulationsmodell zuvor in einem stabilen Arbeitspunkt befindet. Für jedes der oben beschriebenen Szenarien wurde zum einen die Reaktion der Netzfrequenz in den einzelnen Teilregionen und zum anderen die individuelle Wirkleistungsanforderung an ein gemäß Statikeinstellung primärregelndes 500-MVA-Kohlekraftwerk in Deutschland untersucht. Die Einzelergebnisgraphen sind im Anhang in Abbildung A.4 bis Abbildung A.19

---

gezeigt. Die Ergebnisdiskussion konzentriert sich auf einen Vergleich der Szenarien untereinander.

### 5.3.1 Vergleich des Frequenzverhaltens der Szenarien

Die Auswirkungen der verschiedenen Szenarienausrichtungen auf das Frequenzverhalten im Störfall werden zunächst anhand von Vergleichen weniger Szenarien untereinander diskutiert. Für den Vergleich des Frequenzverhaltens der Szenarien untereinander wird beispielhaft die Frequenz in Deutschland an der 380-kV-Sammelschiene der Netzregion 4 des Netzmodells betrachtet. Die getroffenen Aussagen lassen sich qualitativ auf die Frequenzverläufe in den übrigen Netzregionen übertragen. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse der untersuchten Frequenzkenngrößen wie initialer Frequenzgradient  $df/dt$ , Abweichung im Frequenztiefpunkt  $\Delta f_{\text{dyn}}$  oder quasistationäre Frequenzabweichung  $\Delta f_{\text{stat}}$  für alle Szenarien ist in Tabelle 5.17 zu finden.

#### Vergleich der Szenarien V1 und V2

Der Vergleich des Frequenzverhaltens der Szenarien V1 und V2 in Abbildung 5.6 zeigt drei wesentliche Effekte. Zum einen verringert sich gemäß der verminderten Residuallast der ans Netz angeschlossene Kraftwerkspark von Szenario V1 nach Szenario V2. Entsprechend sinkt die Trägheit der ans Netz angeschlossenen rotierenden Maschinen. Dies resultiert in einem erhöhten Frequenzgradienten von  $df/dt|_{V1} = 69,68 \text{ mHz/s}$  auf  $df/dt|_{V2} = 79,04 \text{ mHz/s}$  direkt nach Störungseintritt. Die Anlaufzeitkonstante ist in Szenario V1 mit  $T_{\text{AN},V1} = 10,76 \text{ s}$  entsprechend höher als in Szenario V2 mit  $T_{\text{AN},V2} = 9,49 \text{ s}$ .

Das Einsetzen der Primärregelung verringert den Frequenzgradienten und führt in den Szenarien V1 und V2 zu einem deutlichen Frequenztiefpunkt. Der Frequenztiefpunkt von Szenario V2 liegt mit  $\Delta f_{\text{dyn},V2} = 175,56 \text{ mHz}$  hierbei sichtbar unterhalb des Tiefpunktes in Szenario V1 mit  $\Delta f_{\text{dyn},V1} = 167,64 \text{ mHz}$ . Gründe sind der höhere Frequenzgradient bis zum Einsetzen der Primärregelung in Szenario V2 und die in Szenario V2 gegenüber Szenario V1 deutlich verringerte Netzkennzahl. Das bedeutet, dass die Primärregelung in Szenario V2 mit einer gegenüber Szenario V1 verringerten Leistungsabgabe reagiert.

Entsprechend der unterschiedlichen Netzkennzahlen der einzelnen Szenarien ergeben sich die Unterschiede im quasistationären Bereich bei  $t = 30 \text{ s}$ . Entscheidendes Ergebnis ist, dass die Szenarien V1 und V2 selbst im für die transiente Frequenzstabilität als kritisch eingestuften Belastungsfall eines 3-GW-Erzeugungsausfalls keine Grenzwerte



der ENTSO-E verletzen. Zum einen liegt der Frequenztiefpunkt nicht unterhalb der durch die ENTSO-E für dynamische Vorgänge festgelegten Mindestfrequenz von  $f_{\text{dyn,min}} = 49,2 \text{ Hz}$ . Zum anderen wird die Vorgabe einer maximalen Frequenzabweichung von  $\Delta f_{\text{PRL,max}} = 200 \text{ mHz}$  nach der Primärregelung eingehalten.

Die Frequenzverläufe zeigen in Richtung  $t = 30 \text{ s}$  eine fallende Tendenz. Diese liegt in einer vorherigen Überreaktion durch die Primärregelung begründet. Nach 30 s ist die Primärregelung abgeschlossen und die zu beobachtende fallende Tendenz setzt sich für  $t > 30 \text{ s}$  nicht signifikant fort. Die Frequenz bleibt ab  $t = 30 \text{ s}$  daher weitgehend konstant. In Szenario V1 liegt die quasistationäre Abweichung aufgrund der höheren Netzkennzahl bei  $\Delta f_{\text{PRL,V1}} = 136,84 \text{ mHz}$ , in Szenario V2 bei  $\Delta f_{\text{PRL,V2}} = 148,09 \text{ mHz}$ .

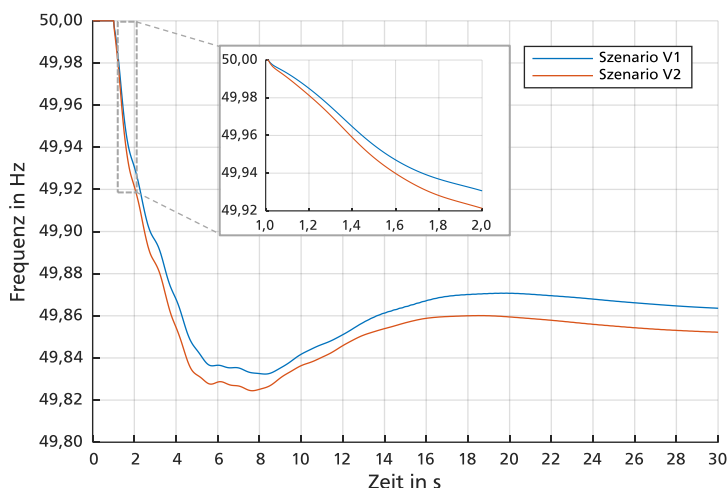


Abbildung 5.6: Vergleich der Frequenzverläufe im Basisszenario, Szenario V1 und V2 nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

### Vergleich des Szenarios V2 mit den Szenarien V3a und V3b

Der Vergleich von Szenario V2 mit den Szenarien V3a und V3b in Abbildung 5.7 zeigt in den ersten Sekunden nach Eintritt des Störfalls Unterschiede in den Frequenzgradienten. Szenario V3a weist hierbei gegenüber Szenario V2 aufgrund der weiter verringerten Anzahl netzsynchron betriebener konventioneller Erzeugungsanlagen einen größeren Frequenzgradienten von  $df/dt|_{\text{V3a}} = 90,20 \text{ mHz/s}$  auf.

Interessant ist, dass trotz der in Szenario V3b verringerten Residuallast der entsprechende Frequenzgradient mit  $df/dt|_{V3b} = 70,21 \text{ mHz/s}$  direkt nach Störungseintritt kleiner ist als in Szenario V2. Dies liegt darin begründet, dass Szenario V2 einer Merit-Order mit Bevorzugung von Kohlekraftwerken folgt, während in Szenario V3b die Merit-Order Gas- vor Kohlekraftwerken ans Netz bringt. Gaskraftwerke kommen gegenüber Kohlekraftwerken als kleinere Blöcke vor. Entsprechend ist die reine Anzahl der am Netz befindlichen Anlagen geringfügig höher als im Szenario V3a.

Ebenfalls verfügen Gaskraftwerke aufgrund ihres Aufbaus über eine höhere Trägheitskonstante. Im Netzmodell sind Kohlekraftwerke mit einer Trägheitskonstanten von  $H = 4 \text{ MWs/MVA}$  und Gaskraftwerke mit  $H = 6 \text{ MWs/MVA}$  hinterlegt. Beides führt im Zusammenspiel zu einer höheren Netzträgheit im Szenario V3b gegenüber den Szenarien V2 und V3a. Für Szenario V3b ergibt sich entsprechend eine mit  $T_{AN,V3b} = 10,68 \text{ s}$  gegenüber Szenario V3a mit  $T_{AN,V3a} = 8,31 \text{ s}$  wesentlich höhere Anlaufzeitkonstante.

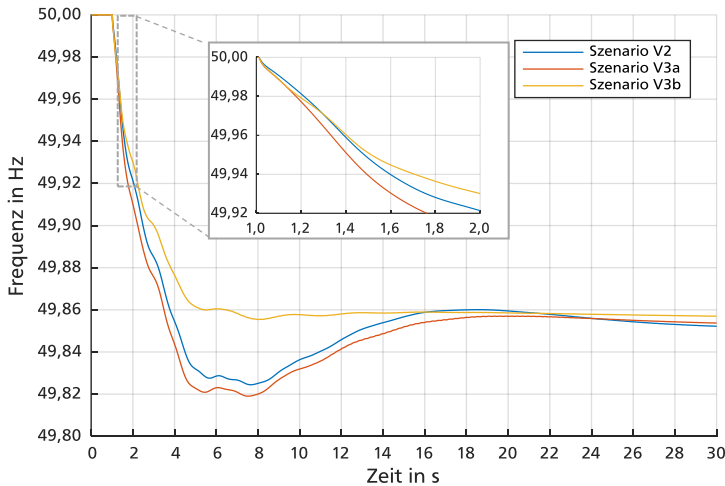


Abbildung 5.7: Vergleich der Frequenzverläufe in Szenario V2, V3a und V3b nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

Wird der Frequenztiefpunkt betrachtet, so ist zu sehen, dass Szenario V3a gegenüber V2 einen niedrigeren Frequenztiefpunkt von  $f_{dyn,V3a} = 180,98 \text{ mHz}$  erreicht. Die Primärregelung setzt in Szenario V3a aufgrund des höheren Frequenzgradienten bei ei-

nem niedrigeren Frequenzwert als in Szenario V2 ein. Zwar werden die Turbinenregler im Szenario V3a durch die höhere Frequenzabweichung zunächst stärker angeregt, jedoch kann diese Anregung aufgrund der Verzögerung durch die Dampfturbinendynamik nicht direkt umgesetzt werden und es entsteht entsprechend der niedrigere Frequenztiefpunkt. Szenario V3b weist mit  $f_{\text{dyn,V3b}} = 144,57 \text{ mHz}$  im Gegensatz zu den Szenarien V2 und V3a keinen signifikanten Frequenztiefpunkt bis zum Erreichen der quasistationären Frequenzabweichung auf. Dies lässt sich mit der schnellen Primärregeldynamik moderner Gaskraftwerke erklären. Da aufgrund der Merit-Order in Szenario V3b vor allem Gaskraftwerke zur Primärregelung herangezogen werden, ist deren Dynamik direkt im Verhalten der Netzfrequenz sichtbar.

Die quasistationäre Abweichung nach der Primärregelung bei  $t = 30 \text{ s}$  ist für alle Szenarien V2, V3a und V3b in etwa gleich im Bereich von  $\Delta f_{\text{PRL}} \approx 146 \pm 3 \text{ mHz}$ . Es ergeben sich leichte Unterschiede aufgrund des in den Szenarien V3a und V3b erhöhten Selbstregeleffektes der Last.

### **Vergleich der Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b**

Der Vergleich der Szenarien V3a und V3b mit den Szenarien V4a und V4b in Abbildung 5.8 zeigt eine weitere Vergrößerung des initialen Frequenzgradienten nach Störungseintritt von Szenario V3a auf V4a mit  $df/dt|_{\text{V4a}} = 108,81 \text{ mHz/s}$  und von Szenario V3b auf V4b mit  $df/dt|_{\text{V4b}} = 88,97 \text{ mHz/s}$ . Dies liegt an der fortschreitenden Reduktion der Anzahl netzsynchron betriebener Kraftwerke. Entsprechend ergeben sich Anlaufzeitkonstanten von  $T_{\text{AN,V4a}} = 6,89 \text{ s}$  und  $T_{\text{AN,V4b}} = 8,43 \text{ s}$ . Szenario V4a weist aufgrund des hohen Frequenzgradienten und der Bevorzugung von Kohlekraftwerken in Merit-Order und Primärregelung einen sehr niedrigen Frequenztiefpunkt mit  $\Delta f_{\text{dyn,V4a}} = 187,42 \text{ mHz}$  auf.

Trotz der niedrigen Residuallast und der entsprechend geringen Anzahl konventioneller Kraftwerke am Netz ist der Frequenztiefpunkt in Szenario V4a vom ENTSO-E-Grenzwert für dynamische Frequenzabweichungen  $f_{\text{dyn,min}} = 49,2 \text{ Hz}$  weit entfernt.

Die Frequenzdynamik in Szenario V4b ist wesentlich durch die schnelle Primärregeldynamik moderner Gaskraftwerke geprägt. Entsprechend entsteht mit  $\Delta f_{\text{dyn,V4a}} = 147,91 \text{ mHz}$  kein signifikanter Frequenztiefpunkt bis die quasistationäre Abweichung von  $\Delta f_{\text{PRL,V4b}} = 139,54 \text{ mHz}$  nach der Primärregelung bei  $t = 30 \text{ s}$  erreicht ist.

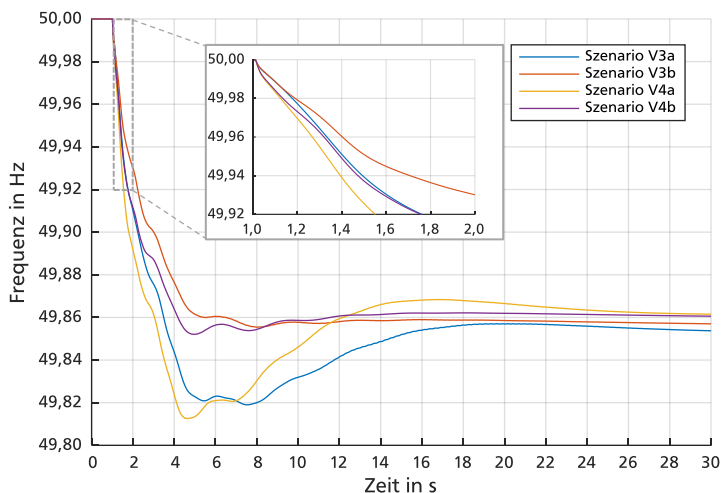


Abbildung 5.8: Vergleich der Frequenzverläufe in den Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

Sowohl in Szenario V4a als auch in Szenario V4b ist der Kraftwerkspark groß genug, um die geforderte Primärregelleistung bereitzustellen. Die Netzkennzahlen des reinen Kraftwerksparks sind in den Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b nahezu identisch. Gemeinsam mit dem erhöhten Selbstregeleffekt der Last ergibt sich in den Szenarien V4a und V4b gegenüber den Szenarien V3a und V3b eine leicht niedrigere quasistationäre Frequenzabweichung  $\Delta f_{\text{PRL}} \approx 139 \pm 1$  mHz nach Abschluss der Primärregelung.

### Vergleich der Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b)

Der Vergleich der Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b) in Abbildung 5.9 zeigt noch einmal deutlich größere Frequenzgradienten von  $df/dt|_{\text{Exa}} = 223,61$  mHz/s und  $df/dt|_{\text{Exb}} = 289,40$  mHz/s in den Extremszenarien. Insbesondere ist zu erkennen, dass mit einer teilweisen Bereitstellung der Primärregelleistung durch umrichter gespeiste Einheiten im Schwachlastfall mit einem deutlich erhöhten Frequenzgradienten nach Störungseintritt zu rechnen ist. Im Fall einer negativen Residuallast werden hauptsächlich aufgrund der Mindestvorgabe einer Netzkennzahl der aktiven Primärregelakteure von 15000 MW/Hz konventionelle Kraftwerke am Netz gehalten werden.

---

Wird die Primärregelleistung von anderen Einheiten bereitgestellt, so werden die entsprechenden Kraftwerke vom Netz getrennt. Werden sie durch umrichter gespeiste Anlagen ersetzt, so sinkt die Trägheit aller rotierenden Massen am Netz und es kommt zu einem erhöhten Frequenzgradienten nach Störungseintritt bei sonst gleicher Lastsituation. Entsprechend unterschiedlich fallen die Anlaufzeitkonstanten mit  $T_{AN,Exa} = 4,47 \text{ s}$  und  $T_{AN,Exb} = 3,46 \text{ s}$  aus.

Die stark erhöhten Frequenzgradienten führen in den Extremszenarien zunehmend zu gegenüber den Szenarien V4a und V4b erheblich niedrigeren Frequenztiefpunkten von  $\Delta f_{dyn,Exa} = 343,58 \text{ mHz}$  und  $\Delta f_{dyn,Exb} = 490,09 \text{ mHz}$ . Die Bereitstellung von Primärregelleistung aus umrichter gespeisten Anlagen in Extremwertszenario (b) findet mit  $T_{Delay} = 1 \text{ s}$  und  $T_G = 5 \text{ s}$  (vgl. Abbildung A.2) gegenüber konventionellen Kraftwerken relativ schnell statt. Aufgrund des hohen Frequenzgradienten lässt sich ein niedriger Frequenztiefpunkt zwar nicht vermeiden, die Ausregelung des Frequenzgradienten wird in Extremszenario (b) jedoch ca. 2-3 s schneller erreicht als in Extremszenario (a). Allein aufgrund der schnellen Bereitstellung von Primärregelleistung durch die umrichter gespeisten Anlagen kommt es zu einem Frequenztiefpunkt, der deutlich oberhalb von  $f_{dyn,min} = 49,2 \text{ Hz}$  liegt. Würde die Primärregelleistungsbereitstellung um mehrere Sekunden verzögert starten, so könnte dieser Grenzwert aufgrund des hohen Frequenzgradienten nicht mehr eingehalten werden.

Die mit  $\Delta f_{PRL} \approx 174 \text{ mHz}$  höhere quasistationäre Frequenzabweichung der Extremwertszenarien (a) und (b) gegenüber den Szenarien V4a und V4b ergibt sich aus einem verringerten Selbstregeleffekt der Lasten von  $k_{pf} \approx 1 \text{ \% / Hz}$  bei gleichzeitig verringerter Schwachlast von  $P_{L,min} \approx 150 \text{ GW}$  gegenüber  $P_{L,min} \approx 200 \text{ GW}$  in den übrigen Szenarien. Die über aktive Primärregelakteure gewährleistete Netzkennzahl unterscheidet sich in den vier Szenarien kaum.

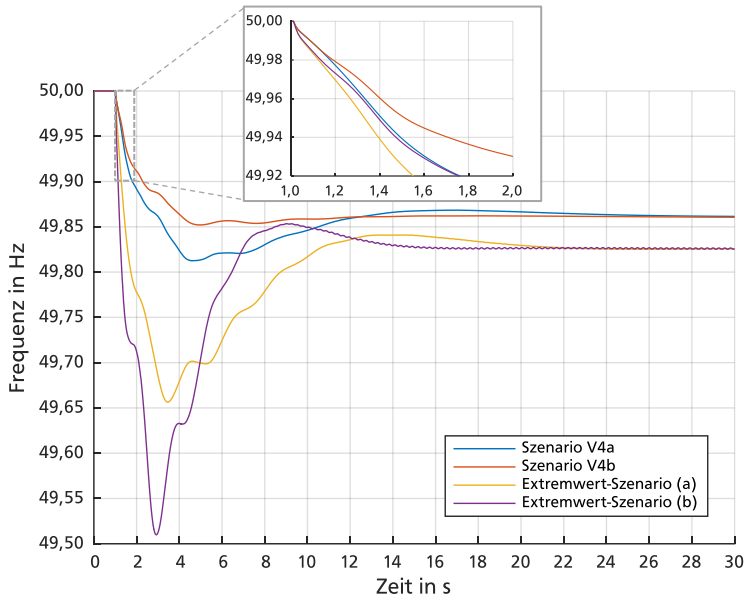


Abbildung 5.9: Vergleich der Frequenzverläufe in den Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b) nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

### Fazit aus den Frequenzverläufen

Tabelle 5.17 zeigt einen direkten Vergleich der einzelnen Frequenzkennwerte der untersuchten Szenarien für den Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Frankreich. Es ist deutlich zu erkennen, dass mit absinkender Residuallast und damit sinkender Anzahl am Netz befindlicher Kraftwerke ein höherer Frequenzgradient  $df/dt$  direkt nach Störungseintritt einhergeht. Dieser führt insbesondere in den Szenarien mit einer Bevorzugung von Kohlekraftwerken durch die Merit-Order zu einem zunehmenden Absinken des Frequenztiefpunktes  $\Delta f_{\text{dyn}}$ .

Es ist jedoch auch zu erkennen, dass selbst in den Extremwertszenarien (a) und (b) mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, einer negativen Gesamt-Residuallast und einer entsprechend geringen Anzahl am Netz befindlicher Kraftwerke der Frequenztiefpunkt deutlich oberhalb des durch die ENTSO-E festgelegten Grenzwerts von  $f_{\text{dyn,min}} = 49,2 \text{ Hz}$  liegt.

Ebenfalls wird in keinem Szenario der Grenzwert der quasistationären Frequenzabweichung nach Primärregelung von  $\Delta f_{\text{PRL,max}} = 200 \text{ mHz}$  verletzt. Dies liegt vor allem an der Annahme, dass die europäischen ÜNB die ENTSO-E-Mindestanforderung einer Bereitstellung von 3 GW Primärregelleistung bei  $\Delta f_{\text{PRL,max}} = 200 \text{ mHz}$  entsprechend einer Netzkennzahl von 15000 MW/Hz jederzeit erfüllen.

Tabelle 5.17: Vergleich der Frequenzkennwerte aus der Simulation der einzelnen Szenarien bei Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

Szenario	$\frac{df}{dt}$ in mHz/s	$\Delta f_{\text{dyn}}$ in mHz	$\Delta f_{\text{PRL}}$ in mHz	$K_N$ in MW/Hz	$T_{\text{AN}}$ in s
V1	69,68	167,64	136,84	21923	10,76
V2	79,04	175,56	148,09	20258	9,49
V3a	90,20	180,98	146,48	20481	8,31
V3b	70,21	144,57	143,13	20960	10,68
V4a	108,81	187,42	138,59	21647	6,89
V4b	88,97	147,91	139,54	21499	8,43
Ex. (a)	223,61	343,58	174,22	17220	4,47
Ex. (b)	289,40	490,09	174,30	17212	3,46

In einigen Netzregionen wird diese Regelleistung derzeit bereits über Marktplätze beschafft. Setzt sich dieses Konzept im gesamten kontinentaleuropäischen Übertragungsnetz durch, ist davon auszugehen, dass die Netzkennzahl der Primärregelung sich auch im Normallastzustand in der Nähe von 15000 MW/Hz bewegen wird. Eine Überdeckung der Mindestanforderung ist auf einem umfassenden Marktplatz unwirtschaftlich.

Desweiteren lassen sich anhand der Frequenzuntersuchungen die Vorteile des vermehrten Einsatzes schneller Primärregelkraftwerke erkennen. Die Szenarien V3b und V4b mit Gas- vor Kohlekraftwerken in der Merit-Order führen im Vergleich zu ihren direkten Pendants, V3a und V4a, zu verminderten Frequenzgradienten nach Störungseintritt und einem geänderten Kurvenverlauf ohne Frequenztiefpunkt im Bereich der Primärregelung.

Entsprechend sollten Überlegungen zur zukünftigen Zusammensetzung der europäischen Erzeugungsstruktur diesen positiven Effekt in der Primärregelung berücksichtigen. Beispielsweise ließe sich innerhalb der Beschaffung von Primärregelleistung eine

---

weitere Preisdifferenzierung aufgrund des Leistungsgradienten in den ersten wenigen Sekunden nach einem Störfall einführen. Die alleinige Vorgabe der vollständigen Bereitstellung innerhalb von 30 s kann bei Auftreten der in den untersuchten Szenarien beobachteten Frequenzgradienten bereits zu Problemen führen.

Die Auswertung der Extremwertszenarien ergibt, dass auch für diese die Grenzwerte sowohl im dynamischen als auch im quasistationären Bereich der Netzfrequenz nicht verletzt werden. Es ist daher absehbar, dass bis ins Jahr 2030 nicht mit Problemen der transienten Frequenzstabilität bei stark erhöhtem Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu rechnen ist. Probleme könnten hingegen entstehen, eine Mindestmenge von Regelleistung vorzuhalten. Bei einer Netzkennzahl von 15000 MW/Hz wird die Primärregelung bei einer hauptsächlichen Abdeckung durch statikgeregelte Kraftwerksblöcke auf wenige Einheiten aufgeteilt.

In der nachfolgenden Diskussion der Primärregelleistungsanforderungen an einem Beispielkraftwerk ist gezeigt, zu welchen Belastungsproblemen diese Aufteilung der Primärregelung auf wenige Regelakteure führen kann.

### **5.3.2 Vergleich der Anforderungen an ein primärregelndes 500-MVA-Kohlekraftwerk**

Für den Vergleich des Primärregelverhaltens eines beispielhaften 500-MVA-Kohlekraftwerks in den untersuchten Szenarien wird von einer üblichen Statikeinstellung von  $s = 5 \%$  ausgegangen. Die nachfolgenden qualitativen Aussagen lassen sich entsprechend auf andere Statikeinstellungen übertragen. Entsprechend der Vorgehensweise für die Frequenzverläufe werden zunächst wenige Szenarien untereinander verglichen. Eine Quantifizierung der Ergebnisse aller Szenarien ist in Tabelle 5.18 zu finden.

#### **Vergleich der Szenarien V1 und V2**

Im Vergleich der Szenarien V1 und V2 in Abbildung 5.10 ist die Auswirkung der Netzstatik auf die Wirkleistungsanforderung an ein primärregelndes Kraftwerk zu sehen.



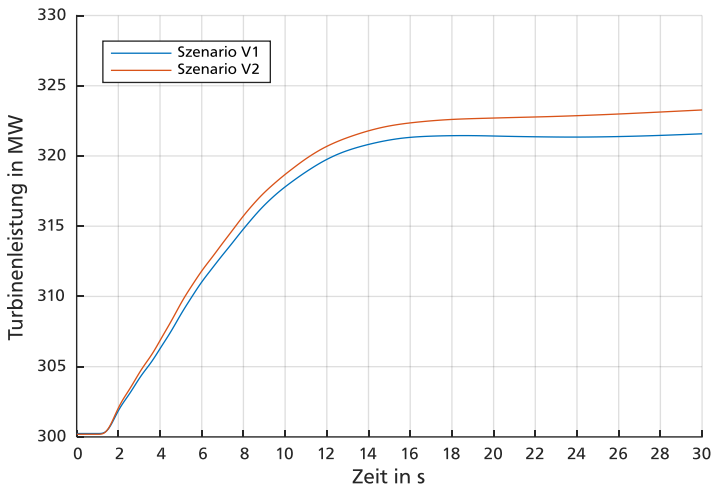


Abbildung 5.10: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks  
in den Szenarien V1 und V2 infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls

Bei hoher Netzkennzahl ergibt sich bei gleichem Leistungsdefizit eine geringere Frequenzabweichung, auf die der einzelne Primärregler reagiert. Entsprechend legt die quasistationäre Frequenzabweichung am Ende des Primärregelvorgangs gemeinsam mit der Statikeinstellung des Kraftwerks fest, wie viel Leistung ein einzelnes Regelkraftwerk zur Verfügung stellen muss. Sinkt die Netzkennzahl bei gleicher Statikeinstellung und gleichem Störfall, so ist vom einzelnen Kraftwerk entsprechend mehr Regelleistung zur Verfügung zu stellen. Im konkreten Fall werden in Szenario V1  $\Delta P_{\text{PRL},V1} = 21,40$  MW und in Szenario V2  $\Delta P_{\text{PRL},V2} = 23,16$  MW an Primärregelleistung abgerufen. Entsprechend der Frequenzverläufe wird in den ersten 5 s nach der Störung in Szenario V1 ein Leistungsgradient von  $\Delta P/\Delta t|_{V1} = 2,69$  MW/s und in Szenario V2 ein Leistungsgradient von  $\Delta P/\Delta t|_{V2} = 2,90$  MW/s anfordert.

### Vergleich von Szenario V2 mit den Szenarien V3a und V3b

Der Vergleich von Szenario V2 mit den Szenarien V3a und V3b in Abbildung 5.11 zeigt, dass aufgrund nahezu gleicher Netzkennzahlen am Ende des Primärregelvorgangs durch das Einzelkraftwerk nahezu die gleiche Wirkleistung von  $\Delta P_{\text{PRL},V3a} = 23,19$  MW und  $\Delta P_{\text{PRL},V3b} = 22,55$  MW bereitgestellt wird. Es lassen sich allerdings Unterschiede in der Frequenzdynamik erkennen. Szenario V3a weist gegenüber V2 einen erhöhten Frequenzgradienten und einen niedrigeren Frequenztiefpunkt

auf. Infolgedessen wird die Wirkleistung des Regelkraftwerks schneller angefordert, was sich in einem Leistungsgradienten in den ersten 5 s von  $\Delta P/\Delta t|_{V3a} = 3,08 \text{ MW/s}$  widerspiegelt.

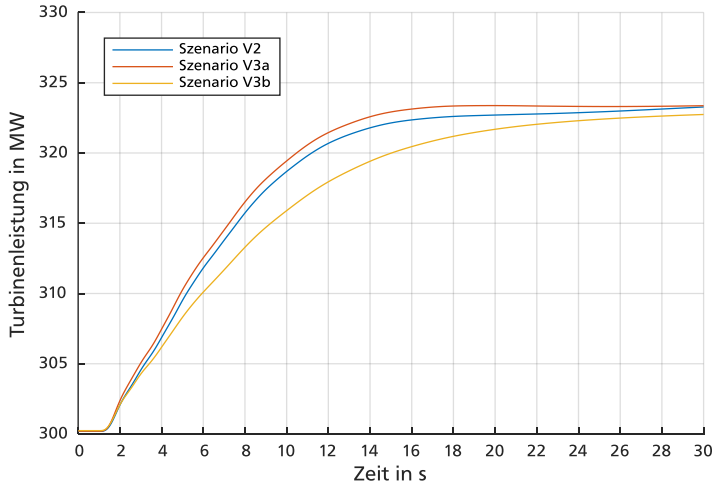


Abbildung 5.11: Regelleistung eines 500-MVA-Steinkohleblocks in den Szenarien V2, V3a und V3b infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls

Ebenfalls ist zu sehen, dass in Szenario V3b mit hauptsächlicher Beteiligung schneller Gaskraftwerke an der Primärregelung der einzelne 500-MVA-Kohleblock aufgrund der schnellen Reaktion der übrigen Regelkraftwerke seine Wirkleistung mit  $\Delta P/\Delta t|_{V3b} = 2,46 \text{ MW/s}$  in den ersten 5 s langsamer abgeben muss als in den Szenarien mit einer hauptsächlichen Beteiligung von Kern- und Kohlekraftwerken an der Primärregelung.

### Vergleich der Szenarien V3a und V3b mit den Szenarien V4a und V4b

Beim Vergleich der Szenarien V3a und V3b mit den Szenarien V4a und V4b in Abbildung 5.12 ist zu sehen, dass insbesondere durch die anfängliche Frequenzsteilheit und die damit zusammenhängende höhere Frequenzabweichung in den Szenarien V4a und V4b mit  $\Delta P/\Delta t|_{V4a} = 3,31 \text{ MW/s}$  und  $\Delta P/\Delta t|_{V4b} = 2,68 \text{ MW/s}$  gegenüber den korrespondierenden Szenarien V3a und V3b eine höher Leistungsgradientenanforderung an das 500-MVA-Kraftwerk gestellt wird.

Im Laufe der Primärregelung kommt jedoch zum Tragen, dass die Szenarien V4a und V4b aufgrund des höheren Selbstregeleffektes der Lasten über eine höhere Netzkennzahl verfügen und entsprechend zum Ende der Primärregelung mit  $\Delta P_{\text{PRL},V4a} = 21,82 \text{ MW}$  und  $\Delta P_{\text{PRL},V4b} = 21,99 \text{ MW}$  weniger Wirkleistung durch das Einzelkraftwerk bereitgestellt werden muss.

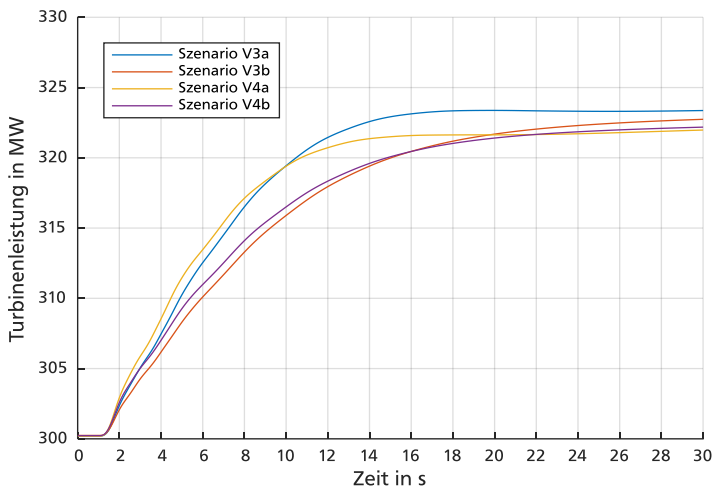


Abbildung 5.12: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks in den Szenarien V3a, V3b, V4a und V4b infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls

### Vergleich der Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b)

Der Vergleich der Leistungsanforderungen in den Szenarien V4a und V4b mit den Extremwertszenarien (a) und (b) in Abbildung 5.13 zeigt, dass aufgrund des sehr hohen Frequenzgradienten zu Beginn der Primärregelung ein hoher Leistungsgradient von  $\Delta P/\Delta t|_{\text{Exa}} = 5,81 \text{ MW/s}$  und  $\Delta P/\Delta t|_{\text{Exb}} = 5,96 \text{ MW/s}$  gefordert ist. Aufgrund der niedrigen Netzkennzahl der Extremwertszenarien wird entsprechend eine hohe Primärregelleistung von  $\Delta P_{\text{PRL},\text{Exa}} = 28,66 \text{ MW}$  und  $\Delta P_{\text{PRL},\text{Exb}} = 27,65 \text{ MW}$  zum Ende des Regelvorgangs abgerufen.

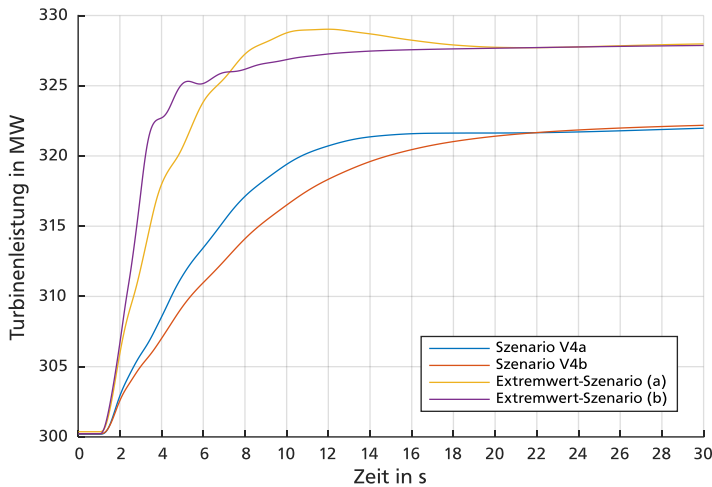


Abbildung 5.13: Regelleistung eines 500-MVA-Kohleblocks in den Szenarien V4a, V4b und in den Extremwertszenarios (a) und (b) infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls

### Fazit aus den Verläufen der Turbinenleistung

Die geforderte Wirkleistungsabgabe korreliert erwartungsgemäß stark mit dem Verlauf der Netzfrequenz am Anschlusspunkt eines Regelkraftwerks. Entsprechend steigen die Anforderungen an den Leistungsgradienten in den ersten Sekunden nach einer Störung für höhere initiale Frequenzgradienten.

Die nach 30 s zu liefernde Primärregelleistung ist proportional zur quasistationären Frequenzabweichung und damit zur Netzkennzahl. Bei einer Aufteilung der Primärregelleistung auf viele Akteure entsprechend einer hohen Netzkennzahl sinkt die Leistungsanforderung an das einzelne primärregelnde Kraftwerk und umgekehrt. Tabelle 5.18 zeigt die quantitativen Anforderungen an einen 500-MVA-Kohleblock mit einer Statik von  $s = 5 \%$  je Szenario.

Tabelle 5.18: Vergleich der Primärregelanforderungen je Szenario an ein 500-MVA-Kohlekraftwerk mit der Statik  $s = 5\%$  bei Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung

Szenario	Leistungs- gradient im Bereich der ersten 5 s in MW/s	Leistungs- gradient im Bereich der ersten 5 s in %	Primärregel- leistung $\Delta P_{\text{PRL}}$ in MW	Primärregel- leistung $\Delta p_{\text{PRL}}$ in % $P_{\text{TG}}$
V1	2,69	0,67	21,40	5,35
V2	2,90	0,73	23,16	5,79
V3a	3,08	0,77	23,19	5,80
V3b	2,46	0,62	22,55	5,64
V4a	3,31	0,83	21,82	5,46
V4b	2,68	0,67	21,99	5,50
Ex. (a)	5,81	1,45	28,66	7,17
Ex. (b)	5,96	1,49	27,65	6,91

Große Dampfkraftwerksblöcke halten üblicherweise 5 % ihrer Bemessungswirkleistung als Primärregelleistung vor. Hierbei wird die Hochdruckturbine mit Hilfe des Einlassventils angedrosselt gefahren. Bei einer Primärregelanforderung kann der Dampfstrom durch Ventilöffnung kurzfristig erhöht werden und es wird, im wesentlichen verzögert durch die Dampfstrom- und Turbinenzeitkonstanten, Primärregelleistung zur Verfügung gestellt. Die Hälfte dieser Regelleistung, 2,5 % der Bemessungswirkleistung, kann innerhalb von 5 s aktiviert werden [23]. Es ergibt sich damit innerhalb der ersten Sekunden nach Aktivierung der Primärregelleistung ein möglicher Leistungsgradient von 0,5 %  $P_{\text{TG}}$ /s. Für das 500-MVA-Kohlekraftwerk entspricht dies einem maximal möglichen Leistungsänderungsgradienten von 2 MW/s in den ersten Sekunden nach einer Störung ausgehend von  $\cos \varphi_{\text{TG}} = 0,8$  des Synchrongenerators.

Tabelle 5.18 zeigt, dass dieser Leistungsgradient bereits in Szenario V1 überschritten wird. Das liegt zum einen am hohen initialen Frequenzgradienten, zum anderen an der geringen Anzahl von Primärregelakteuren auf welche die Regelleistung von 3 GW aufgeteilt wird. Problematisch ist ebenfalls die am Ende des Regelvorgangs bereitzustellende Primärregelleistung. Sie überschreitet bereits in Szenario V1 5 %  $P_{\text{TG}}$  und ist ebenfalls auf die geringe Anzahl an Primärregelakteuren zurückzuführen.

---

Durch die Aktivierung weiterer Kurzzeitenergiespeicher im Dampfprozess zusätzlich zur Hochdruckturbinenandrosselung ist es laut [66] möglich, eine höhere Primärregelleistungsvorhaltung zu erreichen. Hier wird jedoch aufgrund des erhöhten Verschleißes durch die einzelnen Methoden der Leistungsvorhaltung ein Bereich zwischen 3 und 6 %  $P_{TG}$  als guter Kompromiss genannt.

Nach [64] lassen sich mit dem Verfahren des Kondensatstaus zur Primärregelleistungsbereitstellung durch das dampfseitige Abschalten des Niederdruck-Vorwärmers 4 - 6 %  $P_{TG}$  in 6 - 12 s sowie weitere 4 - 7 %  $P_{TG}$  durch den eigentlichen Kondensatstau in 20 - 80 s erreichen.

[64] geht bei der aktuellen Primärregelbelastung davon aus, dass "*...die reine Primärregelanforderung [...] keinen erhöhten Lebensdauerverbrauch induziert.*". Es ist zu untersuchen, inwiefern eine Erhöhung der Primärregelleistung auf Werte  $> 8\%$   $P_{TG}$  noch zu einem vertretbaren Anlagenverschleiß führt.

Entscheidend für den Frequenzgradienten in den ersten Sekunden und für die nach  $t = 30\text{ s}$  zu liefernde zusätzliche Regelleistung ist die Statik, die im Regelkraftwerk eingestellt ist. Für den Fall einer kleinen Netzkennzahl kann ein solches Kraftwerk im Fall des kompletten Regelleistungsabrufes seine gemäß Statik vorgeschriebene Leistung nicht liefern. Dies führt dazu, dass die Netzkennzahl im Bereich kleiner Leistungsstörungen zwar erreicht wird, bei Großstörungen von mehreren GW jedoch faktisch unter die Mindestvorgabe von 15000 MW/Hz fällt.

Für konventionelle Kraftwerke im kontinentaleuropäischen Netzgebiet ist im Hinblick auf die zukünftig verringerte Netzkennzahl von einer Pauschaleinstellung der Statik abzusehen. Bei Kontrahierung der Regelleistung über entsprechende Marktplätze bieten die Teilnehmer in dem Umfang Regelleistung an, wie sie ihn auch tatsächlich liefern können. In diesem Fall stellt sich die Problematik einer zu hohen Primärregelleistungsanforderung aufgrund einer pauschalen Statikeinstellung nicht. Zukünftig ist daher eine Komplettvermarktung der Primärregelleistung anzustreben. Da die Primärregelleistung europaweit erbracht wird, sind mehrere große Regelleistungsmarktplätze denkbar. Eine räumlich starke Bündelung der Primärregelleistung sollte im Hinblick auf einen möglichen Zerfall des Netzes in Teilnetze bei Großstörungen (z.B. Großstörung am 4. November 2006 [65]) vermieden werden.

Sollte dennoch eine Pauschaleinstellung der Statik vorgenommen werden, so kann diese im Hinblick auf die abzudeckende Frequenzabweichung von  $\Delta f_{\text{PRL}} = 200 \text{ mHz}$  für Netze mit Nennfrequenz  $f_n = 50 \text{ Hz}$  gemäß (5.2) gewählt werden. Bei 5 %  $P_{\text{rG}}$  Regelleistungsvorhaltung bedeutet dies die Wahl einer Statik  $s \geq 8 \text{ \%}$ .

$$s_{\text{KW,min}} \geq \frac{1}{250 \cdot v_{\text{KW,max}}} \quad (5.2)$$

$v_{\text{KW,max}}$	:	mögliche maximal vorhaltbare Primärregelleistung des Kraftwerks in % $P_{\text{rG}}$
$s_{\text{KW,min}}$	:	minimal mögliche Statikeinstellung des Kraftwerks

Als Vorsorge für die zukünftig zu erwartenden hohen Frequenzgradienten sollte über eine gesonderte Bepreisung der Geschwindigkeit der Primärregelleistungsbereitstellung nachgedacht werden. So könnte ein Anreiz geschaffen werden, bereits in den ersten wenigen Sekunden nach einer Störung Regelleistung mit einem entsprechenden Leistungsgradienten bereitzustellen, um so den entstehenden Frequenztiefpunkt möglichst weit oberhalb des dynamischen Grenzwerts von  $f_{\text{dyn,min}} = 49,2 \text{ Hz}$  zu halten.





---

# 6 Optimierte Spannungsregelung

Ein Ziel dieser Arbeit ist das Aufzeigen von Optimierungsmöglichkeiten der Spannungsregelung konventioneller Kraftwerke. Der Fokus liegt auf der transienten Spannungsstabilität im Bereich der ersten 10 s nach einer Störung. Das vorgestellte Optimierungsverfahren fußt auf der Möglichkeit, während eines Kraftwerksmodernisierungsprojektes den bestehenden Spannungsregler durch einen modernen (PID-)Regler auszutauschen, dessen Reglerparameter entsprechend einer Optimierung angepasst werden können. Der PID-Regler wird in dieser Arbeit zur Veranschaulichung der Vorgehensweise anhand einer einfachen Reglerstruktur ausgewählt. Grundsätzlich können mit dem gleichen Optimierungsverfahren auch kompliziertere Reglerstrukturen ausgelegt werden.

Der Austausch des Erregersystems an sich ist technisch aufwendig und daher aus wirtschaftlichen Gründen nicht denkbar, weshalb dessen Aufbau und Parametrierung auch in den Simulationen dieser Arbeit unverändert bleibt.

Die Parametereinstellung der Spannungsregelung von Synchrongeneratoren mit Hilfe von Optimierungsalgorithmen ist ein bereits in mehreren wissenschaftlichen Abhandlungen diskutiertes Problem. Diese Abhandlungen konzentrieren sich jedoch im wesentlichen auf die Optimierung an sich. Das zu optimierende System wird als stark vereinfachter linearer Regelkreis mit PID-Spannungsregler, Erregersystem, Synchrongenerator und Netz jeweils als  $PT_1$ -Glieder abgebildet [67] [68] [69] [70]. Eine praxistaugliche Optimierung kann jedoch nur unter Berücksichtigung geeigneter nichtlinearer dynamischer Modelle geschehen. Ebenfalls muss für die Optimierung berücksichtigt werden, dass der Spannungsregler eine Vielzahl von Störungen über Kurzschluss, Lastwechsel oder Sollwertanpassung ausregeln muss. Die Untersuchungen in dieser Arbeit zielen auf eine praxistaugliche optimale Reglerauslegung unter Verwendung realitätsnaher Modelle und Szenarien ab.

---

## 6.1 Partikelschwarmoptimierung

---

Der in dieser Arbeit verwendete Optimierungsalgorithmus ist ein Partikelschwarm-optimierer (PSO), erstmals definiert in [71]. Dieser bildet das Verhalten von z.B. Vogelschwärmen nach, um in einem Suchraum den Bestwert einer Zielfunktion zu finden. Der Suchraum wird durch die Wertebereiche der veränderbaren Parameter einer Zielfunktion aufgespannt. Es handelt sich um ein nichtlineares Optimierungsproblem. Der PSO verfolgt eine heuristische Lösungsstrategie. [72] liefert einen guten Überblick über die verschiedenen PSO-Varianten. In dieser Arbeit wird der PSO der MATLAB Optimization Toolbox verwendet [73].

Der PSO platziert initial eine festgesetzte Anzahl von Individuen an zufälligen Positionen im Suchraum. Die Individuen kennen jeweils ihren eigenen aktuellen Zielfunktionswert und ihren bisher erreichten Bestwert der Zielfunktion. In der Menge der Individuen bestehen Teilmengen, sog. Nachbarschaften, deren enthaltene Individuen untereinander ihre Funktionswerte austauschen und entsprechend Kenntnis über den aktuell besten Wert der Zielfunktion in der Nachbarschaft haben. Nachbarschaften müssen keine lokal begrenzten Gruppen sein, sie können auch als Verknüpfung von über den gesamten Suchraum verteilten Individuen gebildet werden.

In MATLAB wird die Nachbarschaft je Iteration zufällig neu bestimmt. Die Anzahl der Individuen in einer Nachbarschaft  $n_N$  ist abhängig davon, ob sich der Bestwert des Schwarms während der letzten Iteration verbessert hat. In diesem Fall wird  $n_N$  der letzten Iteration beibehalten. Andernfalls wird  $n_N$  um die Mindestnachbarschaftsgröße erhöht. So kann es theoretisch passieren, dass der gesamte Schwarm einer Nachbarschaft angehört. Ebenfalls wird im Fall eines über mehrere Iterationen gleichbleibenden Bestwerts eine sog. Stall-Variable  $c$  hochgezählt. Sie ist ein Maß für das Stagnieren der Optimierung. Initial ist  $c = 0$ . Wird der Bestwert nach einer Iteration verbessert, so ergibt sich  $c_{\text{neu}} = \max(0, c_{\text{alt}} - 1)$ . Bei gleichbleibenden Bestwert ergibt sich  $c_{\text{neu}} = c_{\text{alt}} + 1$ . Zu Beginn erhält jedes Individuum einen zufälligen initialen Geschwindigkeitsvektor. Sein Betrag ist nach oben durch die maximal mögliche Wegstrecke im Suchraum begrenzt. Die Geschwindigkeit wird in Wegstrecke im Suchraum pro Iteration angegeben. Der pro Iteration zurückgelegte Weg eines Individuums entspricht also gerade dem aktuellen Geschwindigkeitsvektor. Nach der initialen Platzierung der Individuen und dem Austausch der aktuellen Zielfunktionswerte untereinander, erhält

jedes Individuum auf Grundlage seiner aktuellen Geschwindigkeit, des eigenen Bestwerts und des Bestwerts in seiner Nachbarschaft einen angepassten neuen Geschwindigkeitsvektor  $\vec{v}_{\text{neu}}$  gemäß (6.1).

$$\vec{v}_{\text{neu}} = J(c) \vec{v}_{\text{alt}} + w_N z_1 \vec{v}_{\text{best,N}} + w_E z_2 \vec{v}_{\text{best,E}} \quad (6.1)$$

$J(c)$	:	Trägheitsmoment eines Individuums in Abhängigkeit der Stall-Variable $c$
$w_E, w_N$	:	Gewichtung des eigenen Bestwerts und des Bestwerts der Nachbarschaft
$v_{\text{best,E}}, v_{\text{best,N}}$	:	Geschwindigkeitsvektor in Richtung des eigenen Bestwerts und des Bestwerts der Nachbarschaft
$z_1, z_2$	:	Gleichverteilte Zufallszahlen im Bereich (0, 1)

Hinweis: Die genannten Größen sind einheitenlos und werden lediglich entsprechend der physikalischen Analogie der Teilchenbewegung in einem Raum benannt.

Die Geschwindigkeitsvektoren  $\vec{v}_{\text{best,E}}$  und  $\vec{v}_{\text{best,N}}$  ergeben sich aus dem Abstand zwischen aktueller Position und eigenem Bestwert bzw. Bestwert der Nachbarschaft. Ihre Gewichtung wird über  $w_E$  und  $w_N$  sowie die Zufallszahlen  $z_1$  und  $z_2$  bestimmt. Die Geschwindigkeit aus der letzten Iteration geht mit einer Trägheit  $J$  in die Berechnung ein. Für den Fall, dass ein neuer Bestwert erreicht wurde, kann sich diese Trägheit in Abhängigkeit von der Stall-Variablen  $c$  verändern. Bei drohender Stagnation, also einer hohen Stall-Variable  $c > 5$ , wird die Trägheit halbiert. Bei niedriger Stall-Variable  $c < 2$  wird die Trägheit verdoppelt. Ansonsten bleibt die Trägheit konstant.

Aus der Position und dem angepassten Geschwindigkeitsvektor ergibt sich der jeweils neue Positionsvektor  $\vec{x}_{\text{neu}}$  jedes Individuums aufgrund der iterativen Geschwindigkeit als Addition des aktuellen Positionsvektors  $\vec{x}_{\text{akt}}$  und des Geschwindigkeitsvektors  $\vec{v}_{\text{neu}}$ . Liegt  $\vec{x}_{\text{neu}}$  außerhalb des Suchraums, so wird das Individuum an die Stelle zurückversetzt, an der es auf seinem Weg nach  $\vec{x}_{\text{neu}}$  die Grenze des Suchraums erreichte. Dieses Vorgehen wird für jede Iteration wiederholt, bis ein Abbruchkriterium des PSO erreicht wird. Der PSO hat in MATLAB fünf mögliche Abbruchkriterien, die am Ende jeder Iteration überprüft werden:

- Bestwert verbessert sich während der letzten  $i_{\text{lim}}$  Iterationen nicht mindestens um einen definierten Toleranzwert  $\varepsilon$ ,
- Maximale Anzahl an Iterationen  $i_{\text{max}}$  ist erreicht,
- Bestwert erreicht ein gesetztes Limit  $b_{\text{min}}$ ,
- Bestwert verbessert sich während eines Zeitintervalls  $\Delta t_{\text{max}}$  nicht mehr,
- Maximale Rechenzeit  $T_{\text{max}}$  ist erreicht.

---

## 6.2 Spannungsregleroptimierung

---

Bei der Optimierung eines PID-Spannungsreglers sollen die Reglerparameter zum bestmöglichen Spannungsverhalten nach einer Störung führen. Hierbei spannen die Parameter  $K_P$ ,  $K_I$  und  $K_D$  jeweils im Wertebereich  $[0, 500]$  einen dreidimensionalen Suchraum auf. Die Parameterobergrenze von 500 ist aufgrund der physikalischen Begrenzung der Regelverstärkung gewählt. Für die Optimierung wird die Konstante  $K_A$  des Regelverstärkers aus dem Ursprungsmodell auf  $K_A = 1$  gesetzt. Die Regelverstärkung wird durch  $K_P$  mit abgebildet. Die Zielfunktion wird aus dem Spannungsverhalten an der Generatorableitung eines Kraftwerksblocks aufgrund einer Störung gebildet. Das bedeutet, dass für jedes Individuum des Schwarms zunächst eine dynamische Netzberechnung der vordefinierten Störung für die PID-Parameter gemäß der aktuellen Position im Suchraum durchgeführt werden muss. Der sich aus der Simulation ergebende Spannungsverlauf wird mit Hilfe einer Bewertungsfunktion ausgewertet. Zielfunktion ist damit die Minimierung der Bewertungsfunktion im Suchraum. Grundsätzlich lassen sich für Störungsantworten eines Systems Bewertungsfunktionen aus der Regelungstechnik heranziehen.

### 6.2.1 Bewertungsfunktionen für die Spannungsregleroptimierung

In dieser Arbeit sind die folgenden vier Bewertungsfunktionen verglichen und auf ihre Tauglichkeit für die Spannungsregleroptimierung geprüft worden:

- IAE            Integral über die Regelabweichung  
 $\int f(t) dt$  mit  $f(t) = |e(t)| = |u(t) - u_{\text{ref}}|$
- ITAE          Integral über die zeitgewichtete Regelabweichung  
 $\int f(t) dt$  mit  $f(t) = t |e(t)|$
- ISE            Integral über die quadratische Regelabweichung  
 $\int f(t) dt$  mit  $f(t) = e(t)^2$
- ITSE          Integral über die zeitgewichtete quadratische Regelabweichung  
 $\int f(t) dt$  mit  $f(t) = t e(t)^2$

Die Funktion  $e(t)$  beschreibt hierbei die Abweichung des Spannungsverlaufs von einem zuvor festgelegten Idealwert.

Da das Ziel der Spannungsregelung eine möglichst schnelle und genaue Regelung der Generatorklemmenspannung auf einen Referenzwert  $u_{\text{ref}}$  ist, ist  $u_{\text{ref}}$  der Idealwert des zu optimierenden Spannungsverlaufs. Die für die Güte der Regelung zu untersuchende zeitliche Regelabweichungsfunktion ergibt sich damit für jede Störung zu  $e(t) = u_{\text{ref}} - u(t)$ . Je nach ausgewählter Bewertungsfunktion  $f(t)$  ergeben sich damit abhängig vom betrachteten Zeitpunkt unterschiedliche Gewichtungen der Regelabweichungen. Bei zeitgewichteten Bewertungsfunktionen werden Regelabweichungen zum Ende des Simulationszeitraums entsprechend höher bewertet. Da neben dem Spannungsverhalten direkt nach der Störung auch das Spannungsverhalten nach mehreren Sekunden von Bedeutung ist, wurde zur Optimierung von Spannungsreglerparametern die integrierte zeitgewichtete Regelabweichung (ITAE) ausgewählt. Diese gewährt unter anderem eine ausreichende Gewichtung des Erreichens eines stationären Spannungswertes nach der Störung, der möglichst nahe am zu erreichenden Zielwert  $u_{\text{ref}}$  liegt.

Abbildung 6.1 zeigt die einzelnen Prozessschritte der Spannungsregleroptimierung.

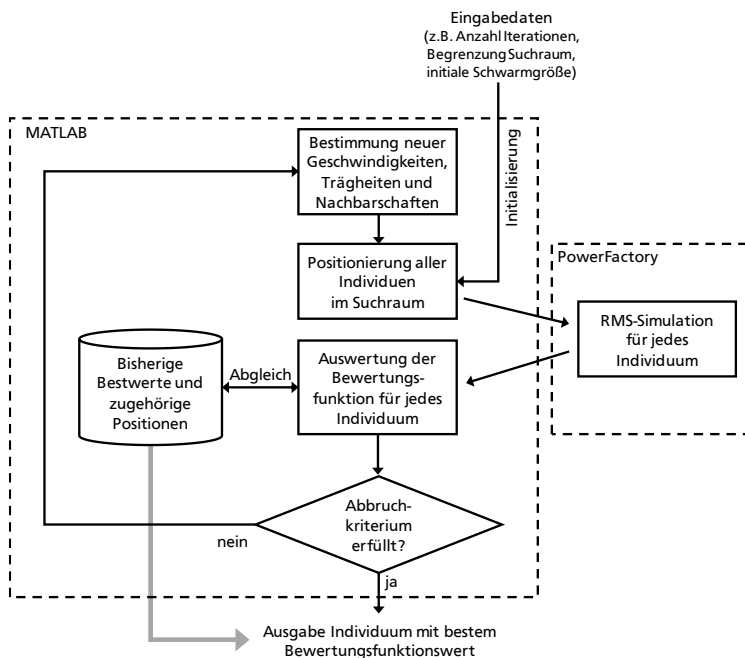


Abbildung 6.1: Prozessschema der Optimierung der Spannungsreglerparameter

---

Unter Verwendung von Eingabedaten wie der maximalen Anzahl an Iterationen oder der Schwarmgröße erfolgt eine Initialisierung. Hier werden die Individuen zufällig im abgesteckten Suchraum verteilt. Die in dieser Arbeit verwendeten Initialeinstellungen des PSO sind in Tabelle B.15 im Anhang aufgelistet. Jedem Individuum wird anfangs zufällig ein Geschwindigkeitsvektor und eine Position im Suchraum zugewiesen. Nachbarschaften werden gebildet.

Danach muss für jedes Individuum der Wert der Bewertungsfunktion bestimmt werden. Hierzu ist jeweils eine dynamische Simulation in PowerFactory notwendig. Informationen zum Simulationsmodell und zur untersuchten Störung werden mit den Eingangsdaten übergeben. Für jedes Individuum im Suchraum wird entsprechend der jeweiligen Werte für  $K_P$ ,  $K_I$  und  $K_D$  eine Simulation durchgeführt deren Ergebnisse zur Auswertung der Bewertungsfunktion an MATLAB zurückgegeben werden. Nachdem dies für alle Individuen geschehen ist, können die Bestwerte in den Nachbarschaften des Schwarms ermittelt und gespeichert werden. Ist das Abbruchkriterium, z.B. das Erreichen der maximalen Anzahl an Iterationen, nicht erreicht, so wird auf Grundlage der bestimmten Bestwerte jedem Individuum ein neuer Geschwindigkeitsvektor zugewiesen. Es entstehen neue Positionen der Individuen im Suchraum, die wieder ausgewertet werden müssen. Ist ein Abbruchkriterium erreicht, wird der bisher erreichte Bestwert des Schwarms und die zugehörige Position im Suchraum ausgegeben.

### 6.2.2 Auswertungskriterien für die Spannungsregleroptimierung

Zur Auswertung der Ergebnisse der Spannungsregleroptimierung werden neben dem ITAE weitere Kenngrößen in Anlehnung an die Regelungstechnik verwendet:

- Überschwingweiten  $\Delta u_{\min}$  und  $\Delta u_{\max}$
- Ausregelzeit  $T_r$  (im Kurzschlussfall)
- Stationäre Abweichung am Ende der Regelung  $\Delta u_{\text{stat}}$  (im Lastsprungfall)

#### Auswertung des Kurzschlussverhaltens

Bei der Bewertung von Kurzschlussverläufen beziehen sich die Überschwingweiten besonders auf die ersten Überschwinger, die nach Kurzschlusslöschung durch die aufgrund der hohen Spannungsdifferenz starke Reaktion des Spannungsreglers entstehen. Abbildung 6.2 zeigt qualitativ die Bewertungskriterien für den transienten Spannungsverlauf nach einem Kurzschluss mit einer Dauer von  $T_{KS} = 150$  ms.

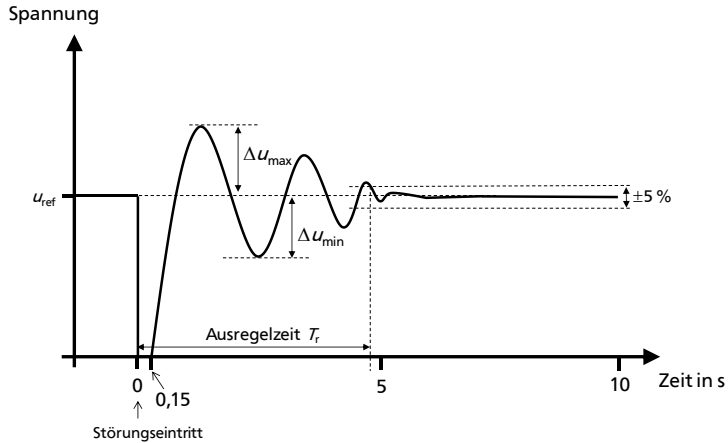


Abbildung 6.2: Qualitatives Beispiel für die Ergebnisbewertung des transienten Spannungsverlaufs nach einem Kurzschluss

Es entstehen eine maximale und eine minimale Abweichung vom stationären Referenzwert  $u_{ref}$ . Die Ausregelzeit  $T_r$  beschreibt die Zeitdauer, die benötigt wird, bis ein Toleranzband um den Spannungszielwert erreicht ist. Die Ausregelzeit wird nur für Kurzschlussbelastungen bestimmt, da es hier nach Kurzschlusslöschung zu einer Rückkehr auf den Ursprungswert kommt. Das Toleranzband wird auf  $\pm 5\%$   $u_{ref}$  festgelegt.

### Auswertung des Lastsprungverhaltens

Im Fall eines positiven Blindleistungssprungs kommt es vor allem zu einem Spannungstiefpunkt direkt nach Lastzuschaltung mit Abweichung  $\Delta u_{min}$  von  $u_{ref}$ . Weiterhin entsteht bei einer Regelung ohne ausreichenden I-Anteil im Regelkreis eine stationäre Regelabweichung  $\Delta u_{stat}$  vom Referenzwert nach Abschluss des Regelvorgangs. Abbildung 6.3 zeigt qualitativ die Bewertungskriterien für den transienten Spannungsverlauf nach einem Lastsprung.

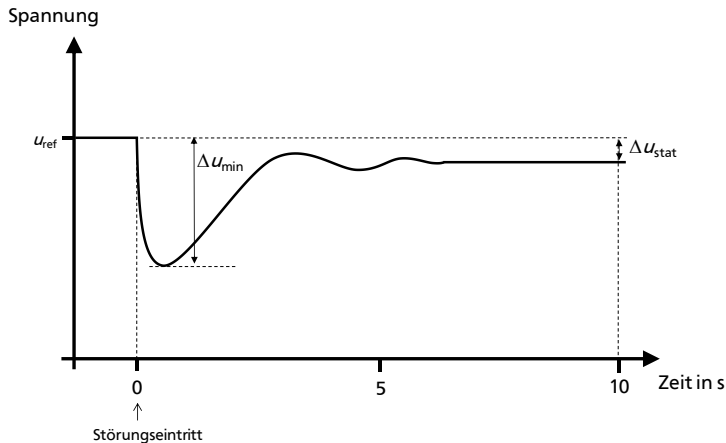


Abbildung 6.3: Qualitatives Beispiel für die Ergebnisbewertung des transienten Spannungsverlaufs nach einem Lastsprung

## 6.3 Spannungsregloptimierung im Ein-Generator-Modell

Zur Untersuchung der Spannungsregloptimierung wird zunächst ein Kraftwerksblock in einem einfachen Ein-Generator-Modell untersucht. Der Kraftwerksblock ist als Synchrongenerator mit Spannungsregler und Blocktransformator nachgebildet. Die Modelldaten des Synchrongenerators entsprechen den Daten für Kohlekraftwerke in Tabelle B.1. Es handelt sich um ein 500-MVA-Blockkraftwerk. Es wird das SEXS-Erregersystem eingesetzt. Für die Spannungsregloptimierung wird dessen Lead-Lag-Regler, wie in Abbildung 6.4 gezeigt, durch einen PID-Regler ersetzt. Die Parameter des Erregersystems entsprechen Tabelle B.3 im Anhang. Die Zeitkonstante des D-Glieds ist auf  $T_D = 0,01$  s eingestellt. Auf einen Turbinenregler wird an dieser Stelle bewusst verzichtet, da dieser in der Realität sowohl im Kurzschlussfall als auch im Fall eines Blindleistungssprungs keine Reaktion zeigt.

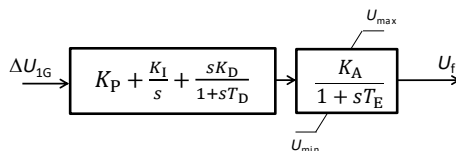


Abbildung 6.4: Blockschaltplan des modifizierten SEXS-Erregersmodells mit PID-Regler



Der Kraftwerksblock speist über einen Blocktransformator und zwei parallele 380-kV-Freileitungen in ein 380-kV-Netz ein. Der Blocktransformator ist gemäß Tabelle B.2 im Anhang modelliert. Die Freileitungen haben jeweils eine Länge von  $\ell = 100$  km mit einem Impedanzbelag von  $Z_l = (0,03 + j0,26) \Omega/\text{km}$  gemäß [60]. Das Ersatznetz ist als PV-Knoten mit einer Wirkleistungsaufnahme von  $P_Q = 300$  MW und einem Spannungssollwert von  $u_Q = 1,02$  p.u. modelliert. Am Netzanschlusspunkt wurde eine Kurzschlussleistung von  $S_{kQ} = 10$  GVA angenommen. Der Synchrongenerator stellt den Slack-Knoten des Netzes dar und arbeitet bei einem Spannungsreferenzwert von  $u_{\text{ref}} = 1,05$  p.u.

Abbildung 6.5 zeigt das Einlinien-Netzschema des Ein-Generator-Modells mit den zugehörigen Lastflussergebnissen als Initialzustand für die dynamische Simulation. Die Lastflussergebnisse zeigen die Wirk- und Blindleistungseinspeisung des Synchrongenerators und die Wirk- und Blindleistungsaufnahme des Ersatznetzes. Weiterhin ist an jeder Sammelschiene die Sammelschienenspannung in p.u. aufgetragen. Der Nennwert von  $U_n = 380$  kV dient als p.u.-Basis auf der Höchstspannungsseite, während  $U_{\text{nAbl}} = 20$  kV die p.u.-Basis auf der Generatorableitung darstellt.

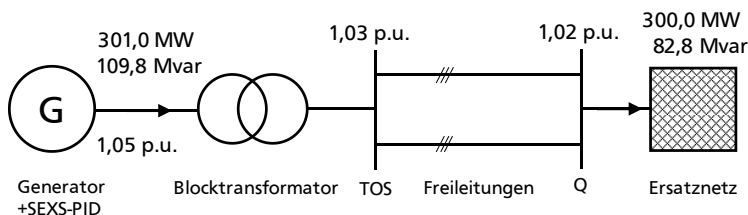


Abbildung 6.5: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung eines Kraftwerksblocks im Ein-Generator-Modell

Die Optimierung des Spannungsreglers findet hinsichtlich der Auswirkungen von Störfällen statt. In dieser Arbeit werden die folgenden Störfälle als Optimierungsziele untersucht:

- Spannungsregleroptimierung für Kurzschlussverhalten,
- Spannungsregleroptimierung für Lastsprungverhalten,
- Spannungsregleroptimierung für Kurzschluss- und Lastsprungverhalten auf Grundlage einer gewichteten Bewertung beider Störfälle.

Nachfolgend werden die drei Optimierungsziele im in Abbildung 6.5 gezeigten Simulationsmodell untersucht. Der Störfall wird an der Sammelschiene Q des Ersatznetzes eingebracht. Optimiert wird auf den Spannungsverlauf der Generatorableitung, da der Spannungsregler darauf ausgelegt ist, die Differenz der Klemmenspannung  $u_{1G}$  zum Referenzwert  $u_{ref}$  zu Null auszuregeln und damit das Bewertungskriterium ITAE hier am besten greift.

### 6.3.1 Spannungsregleroptimierung für Kurzschlussverhalten

Zur Spannungsregleroptimierung für Kurzschlussverhalten wird an der Sammelschiene Q des Ersatznetzes ein dreipoliger Kurzschluss mit einer Dauer von  $T_{KS} = 150 \text{ ms}$  zum Simulationszeitpunkt  $t = 1 \text{ s}$  eingebracht. Ziel des Optimierers ist es, durch Variation der Parameter  $K_P$ ,  $K_I$  und  $K_D$  im Bereich  $[0, 500]$  einen Spannungsverlauf möglichst nahe am ursprünglichen Spannungswert der Generatorableitung  $u_{1G} = 1,05 \text{ p.u.}$  vor der Störung zu erreichen. Das zu minimierende Bewertungskriterium ITAE wird hierbei gegenüber diesem Spannungswert gebildet.

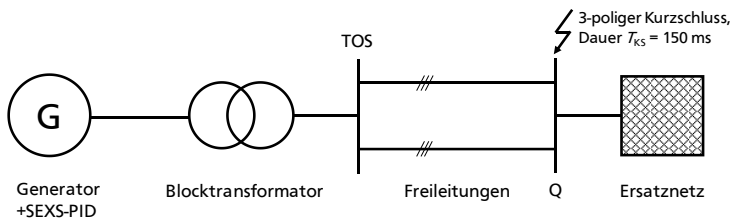


Abbildung 6.6: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung für Kurzschlussverhalten im Ein-Generator-Modell

Abbildung 6.7 zeigt den Vergleich der Simulationsergebnisse für das Erregersystem mit optimiertem Spannungsregler SEXS-PID-Opt gegenüber dem ursprünglichen Erregersystem SEXS. Die optimierten Reglerparameter sind  $K_P = 500$ ,  $K_I = 0$  und  $K_D = 83,17$ . Es ist zu sehen, dass sowohl das Überschwingen auf  $u_{max}$  als auch die Ausregelzeit erheblich reduziert werden konnten. Tabelle 6.1 zeigt eine vergleichende Auswertung beider Spannungsverläufe.

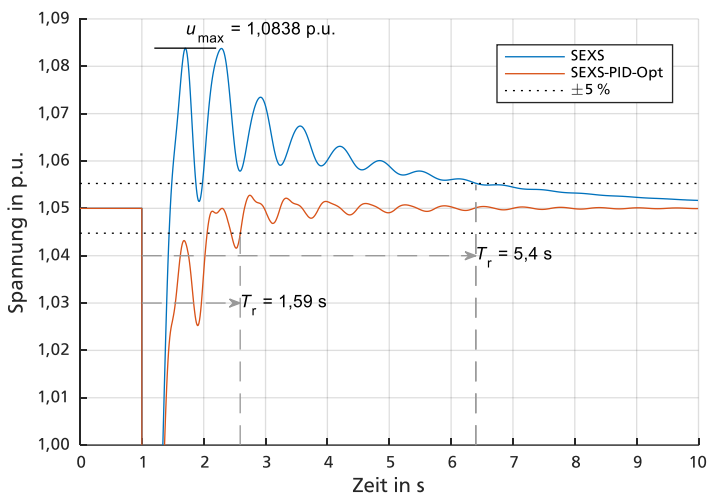


Abbildung 6.7: Kurzschlussverhalten des ursprünglichen SEXS-Erregersystems im Vergleich zum SEXS-Erregersystem mit optimiertem PID-Regler

Tabelle 6.1: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s	$ \Delta u_{\max} $ in p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in p.u.	$T_r$ in s
Lead-Lag Ursprungsregler	33,6052	0,0338	-	5,40
Optimierter PID-Regler	7,4812	0,0028	0,025	1,59
<b>Vergleich</b>	<b>-26,124</b>	<b>-0,0310</b>	<b>+0,025</b>	<b>-3,81</b>
	<b>-77,4 %</b>	<b>-91,7 %</b>	<b>-</b>	<b>-70,6 %</b>

### 6.3.2 Spannungsregleroptimierung für Lastsprungverhalten

Zur Spannungsregleroptimierung für Lastsprungverhalten wurde im Ein-Generator-Modell an der Sammelschiene Q des Ersatznetzes eine reine Blindlast  $Q_L = 50$  Mvar eingebracht, die zum Simulationszeitpunkt  $t = 1$  s zugeschaltet wird. Der Begriff "Lastsprung" beschreibt auch in den folgenden Untersuchungen zur Spannungsregleroptimierung immer einen reinen Blindleistungssprung.

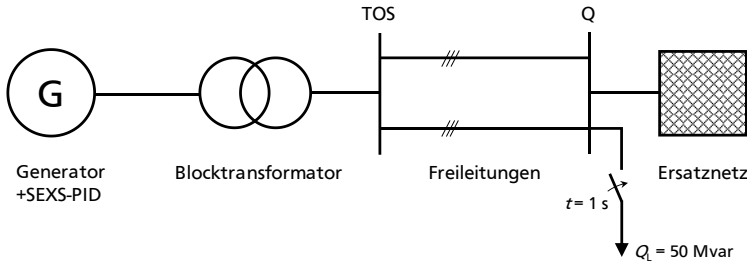


Abbildung 6.8: Simulationsmodell für die Spannungsregleroptimierung für Lastsprungverhalten im Ein-Generator-Modell

Abbildung 6.9 zeigt den Vergleich der Simulationsergebnisse des ursprünglichen Spannungsreglers mit dem optimierten PID-Spannungsregler. Es ist zu sehen, dass der Spannungseinbruch direkt nach Zuschalten der Last reduziert wird. Weiterhin wird der Spannungsreferenzwert von  $u_{ref} = 1,05$  p.u. schnell wieder erreicht. Der ursprüngliche Regler führt hier zu einer stationären Abweichung, die durch den I-Anteil des PID-Reglers eliminiert werden kann. Tabelle 6.2 zeigt eine vergleichende Auswertung beider Spannungsverläufe. Die optimierten Reglerparameter sind  $K_P = 500$ ,  $K_I = 500$  und  $K_D = 98,89$ .

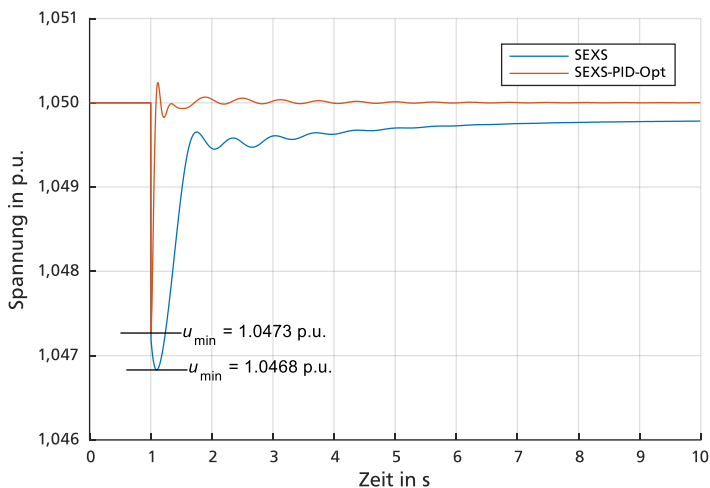


Abbildung 6.9: Lastsprungverhalten des ursprünglichen SEXS-Erregersystems im Vergleich zum SEXS-Erregersystem mit optimiertem PID-Regler

Tabelle 6.2: Vergleich des Lastsprungverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Lead-Lag Ursprungsregler	1,5036	3,2	2
Optimierter PID-Regler	0,0439	2,7	0
<b>Vergleich</b>	-1,4597 -97,1 %	-0,5 -15,6 %	-2 -100 %

### 6.3.3 Gemischte Spannungsregleroptimierung für Kurzschluss- und Lastsprungverhalten

Bei der Spannungsregleroptimierung für genau einen Störfall ist problematisch, dass das Verhalten im Fall eines anderen Störfalls gegenüber einem Ursprungsregler verschlechtert werden kann. Gerade bei sehr unterschiedlichen Belastungen wie einem Kurzschluss gegenüber einem Lastsprung oder einem Sollwertsprung ergeben sich sehr unterschiedliche Anforderungen. Betrachtet man entsprechend den Spannungsverlauf mit dem auf Lastsprung optimierten Spannungsregler beim Auftreten eines Kurzschlusses in Abbildung 6.10, so fällt auf, dass diese PID-Parameter zu einem erheblichen Überspringen der Spannung nach Kurzschlusslöschung führen. Das transiente Spannungsverhalten fällt gegenüber dem System mit Ursprungsregler sichtbar schlechter aus.

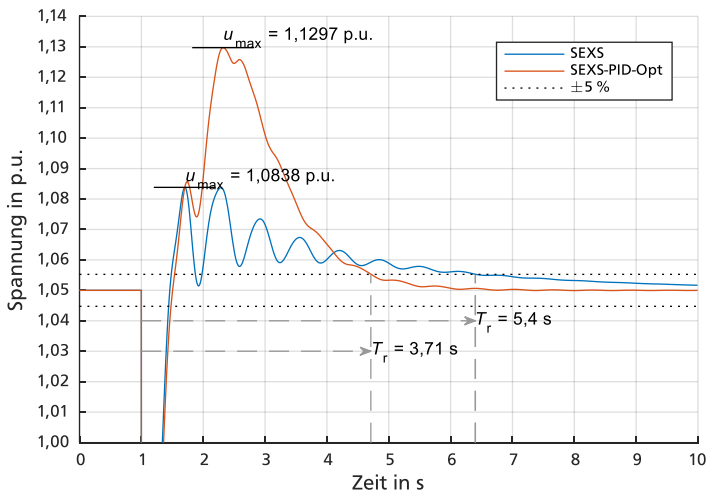


Abbildung 6.10: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz des auf Lastsprung optimierten PID-Spannungsreglers

Die Simulation eines Lastsprunges mit einem auf Kurzschluss optimierten PID-Spannungsregler in Abbildung 6.11 zeigt eine stationäre Abweichung am Ende der Simulation, die bei einer Optimierung auf Lastsprung ausgeglichen werden konnte. Ansonsten zeigt sich hier jedoch eine allgemeine Verbesserung des Spannungsverhaltens gegenüber dem Ursprungsregler.

Es ist daher insgesamt naheliegend, dass eine gemischte Optimierung beider Störfälle den Kurzschlussfall gegenüber dem Lastsprungfall priorisiert, um ein verbessertes Spannungsverhalten im Kurzschlussfall gegenüber dem Ursprungsregler erreichen zu können. Abbildung 6.11 zeigt, dass das Lastsprungverhalten auch im Falle einer solchen Priorisierung eine Verbesserung gegenüber dem Ursprungsregler erfährt.

Diese Priorisierung bedeutet nicht, dass das Verhalten im Kurzschlussfall an sich als wichtiger eingestuft wird, sondern, dass das Kurzschlussverhalten auf Abweichungen der Reglerparameter vom Optimum wesentlich empfindlicher reagiert als dies beim Lastsprung der Fall ist.

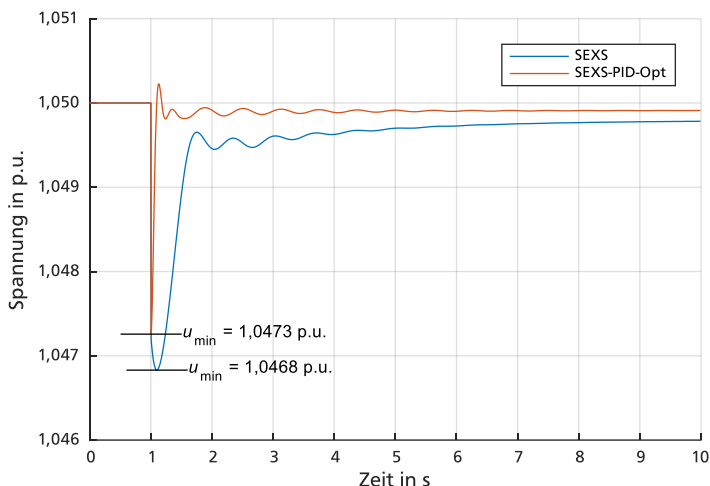


Abbildung 6.11: Spannungsverlauf infolge eines Lastsprunges bei Einsatz des auf Kurzschluss optimierten PID-Spannungsreglers

Die entwickelte gemischte Optimierungsstrategie berücksichtigt Kurzschluss und Lastsprung gemeinsam, wobei die einzelnen Störfälle mit einer prozentualen Gewichtung eingehen. Hierzu ist zunächst eine Optimierung der beiden Belastungsfälle getrennt voneinander notwendig um die optimale Regelabweichung  $ITAE_{opt}$  für beide Fälle zu bestimmen. Infolgedessen ist es möglich, eine kombinierte Bewertungsfunktion für beide Störfälle gemäß (6.2) zu definieren.

$$b_{\text{ges}} = w_{\text{KS}} \frac{ITAE_{\text{KS}}}{ITAE_{\text{KS,opt}}} + w_{\text{LS}} \frac{ITAE_{\text{LS}}}{ITAE_{\text{LS,opt}}} \quad (6.2)$$

$w_{\text{KS}}, w_{\text{LS}}$	: Gewichtung von Kurzschluss und Lastsprung mit $w_{\text{KS}}, w_{\text{LS}} \in \mathbb{R}$ und $w_{\text{KS}} + w_{\text{LS}} = 1$
$ITAE_{\text{KS,opt}}$	: Bestwert von ITAE bei Kurzschluss
$ITAE_{\text{LS,opt}}$	: Bestwert von ITAE bei Lastsprung

Für den Fall, dass die gleichen Reglerparameter zu optimalem Kurzschluss- und Lastsprungsverhalten führen, wird  $b_{\text{ges}} = 1$ . Andernfalls gilt  $0 \leq b_{\text{ges}} < 1$ . Empirisch wurde die Gewichtung  $w_{\text{KS}} = 0,8$  und  $w_{\text{LS}} = 0,2$  als gute Kompromisslösung gefunden. Diese wird auch für die im Folgenden beschriebenen Untersuchungen angewendet. Die gemischte Optimierung führt zu den Spannungsverläufen in Abbildung 6.12 für Kurzschluss und Abbildung 6.13 für Lastsprung. Hier ist zu sehen, dass das Kurzschlussverhalten nahezu dem Verlauf in Abbildung 6.7 entspricht, während das Lastsprungsverhalten im Gegensatz zu Abbildung 6.9 eine vertretbare stationäre Abweichung am Ende des Simulationszeitraums aufweist. Beide Verläufe zeigen eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Spannungsverhalten mit dem ursprünglichen Regler. Die optimierten Reglerparameter aus der gemischten Optimierung sind  $K_P = 500$ ,  $K_I = 0$  und  $K_D = 86,3275$ .

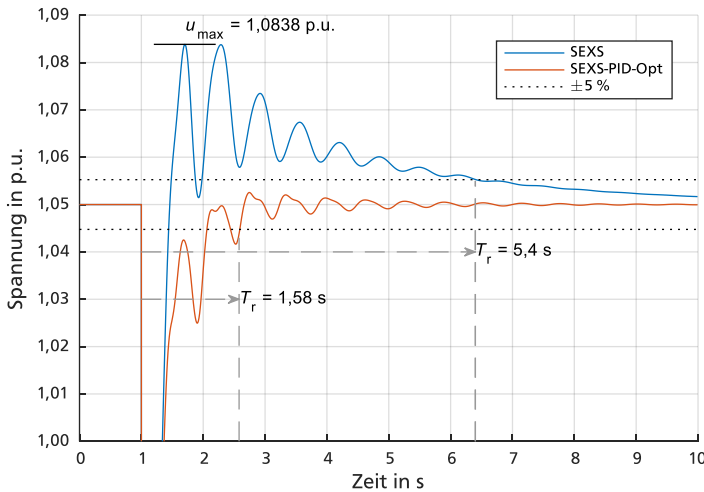


Abbildung 6.12: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers



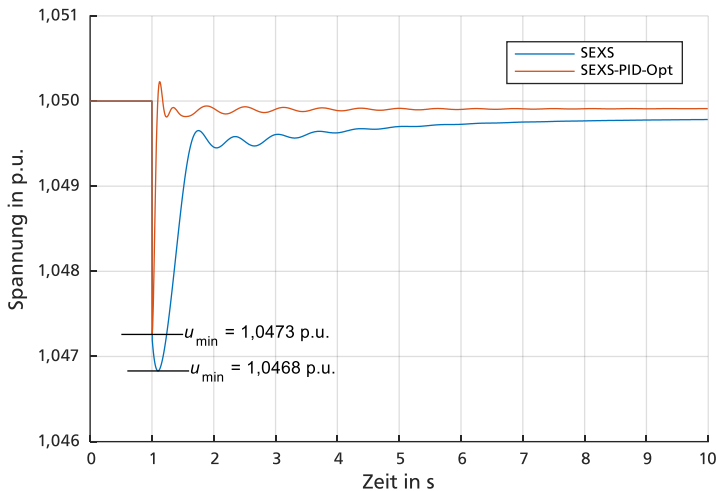


Abbildung 6.13: Spannungsverlauf infolge eines Kurzschlusses bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers

Wie zu erwarten, zeigen sich beim Vergleich der reinen Optimierung mit der gemischten Optimierung in Tabelle 6.3 und Tabelle 6.4 Unterschiede im Bewertungskriterium der Optimierung ITAE. Dies ist beim Lastsprung besonders ausgeprägt, da dessen Gewichtung mit 20 % relativ niedrig gewählt ist. Die Verzehnfachung des ITAE beim Lastsprungsverhalten von der reinen zur gemischten Optimierung lässt sich mit der starken Gewichtung einer stationären Abweichung mit fortlaufender Simulationszeit erklären.

Es ist jedoch ebenfalls zu sehen, dass die Kenngrößen wie das Überschwingen und die Ausregelzeit im Kurzschlussfall oder der Spannungseinbruch bei Lastsprung durch die gemischte Optimierung gleichgeblieben oder sogar, wie im Fall des Kurzschlussverhaltens zu sehen, durch die gemischte Optimierung leicht verbessert wurden. Die gemischte Optimierung ist daher gut anwendbar, um ein insgesamt verbessertes Regelverhalten sowohl im Lastsprung- als auch im Kurzschlussfall gegenüber dem Ursprungsregler zu erreichen.

Tabelle 6.3: Vergleich des Kurzschlussverhaltens des rein auf Kurzschluss und des gemischt optimierten PID-Spannungsreglers

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in p.u.	$T_r$ in s
Rein auf Kurzschluss optimierter PID-Regler	7,4812	0,0028	0,025	1,59
Gemischt optimierter PID-Regler	7,4875	0,0025	0,025	1,58
<b>Vergleich gemischte zu reiner Optimierung</b>	+6,3 10 <sup>-3</sup> +0,1 %	-0,0003 ca. -10 %	-	-0,01 -

Tabelle 6.4: Vergleich des Lastsprungverhaltens des rein auf Lastsprung und des gemischt optimierten PID-Spannungsreglers

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Rein auf Lastsprung optimierter PID-Regler	0,0439	2,7	0
Gemischt optimierter PID-Regler	0,4803	2,7	ca. 0,1
<b>Vergleich</b>	+0,4364 +994 %	-	ca. +0,1 -

### 6.3.4 Verhalten bei Sollwertsprung

Die gemischte Optimierung berücksichtigt Lastsprung- und Kurzschlussverhalten der Spannungsregelung. Eine weitere übliche Belastung der Spannungsregelung ist das Anfahren eines neuen Sollwertes. Hierzu wurde im Ein-Generator-Modell ein Sollwertsprung von 1,03 p.u. auf 1,05 p.u. der Generatorklemmenspannung mit Ursprungsregler und PID-Regler mit gemischt optimierten Reglerparametern durchgeführt.

Abbildung 6.14 zeigt die sich ergebenden Spannungsverläufe im Vergleich. Es ist zu sehen, dass der optimierte Spannungsregler auch hier für ein verbessertes Span-

nungsverhalten sorgt. Die Spannungsregelung reagiert schneller auf die neue Sollwertanforderung und die stationäre Genauigkeit nach Abschluss des Regelvorgangs ist höher als beim Ursprungsregler.

Die Parameter der gemischten Optimierung führen damit für alle symmetrischen dynamischen Anforderungen an die Spannungsregelung eines Kraftwerks zu einem verbesserten Verhalten.

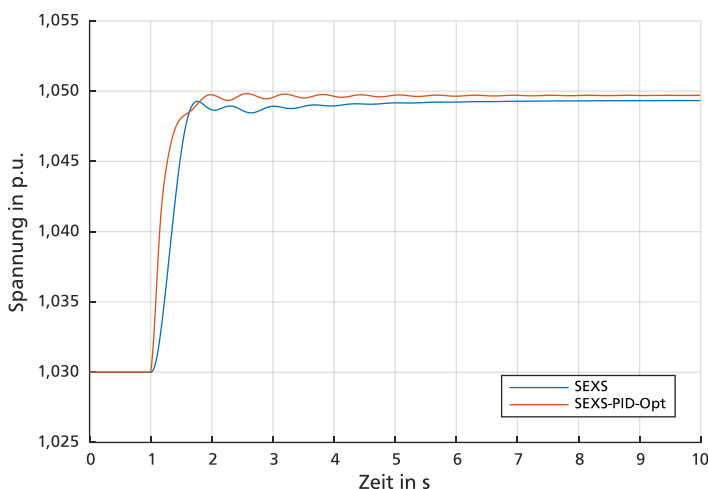


Abbildung 6.14: Vergleich der Spannungsverläufe für einen Sollwertsprung bei Einsatz des Ursprungsreglers gegenüber dem gemischt optimierten PID-Spannungsregler

### 6.3.5 Spannungsregleroptimierung des ST1A-Erregersystems

Es ist von Interesse neben dem vereinfachten SEXS-Erregersystem auch eine Optimierung der Spannungsregelung komplexerer Erregersystemmodelle zu untersuchen. Das in Kapitel 4.2.2 beschriebene ST1A-Erregersystem bildet das Verhalten eines statischen Erregersystems nach. Der verwendete Parametersatz des ST1A-Erregersystems ist im Anhang in Tabelle B.16 aufgeführt. Für die Spannungsregleroptimierung im Ein-Generator-Modell wird der Lead-Lag-Spannungsregler durch einen PID-Regler ersetzt. Es ergibt sich der Blockschaltplan des ST1A-PID-Modells in Abbildung 6.15. Die Optimierung des PID-Spannungsreglers erfolgt analog zum SEXS-Erregersystem auf Grundlage einer gemischten Optimierung für Kurzschluss- und Lastsprungverhalten.

Abbildung 6.16 zeigt den Vergleich des Kurzschlussverhaltens von Ursprungsspannungsregler und nach der gemischten Optimierung des PID-Spannungsreglers. Hier zeigen sich nur punktuelle Verbesserungen. Der erste Überschwinger nach Kurzschlusslöschung wird gegenüber dem Ursprungssystem reduziert. Der nachfolgende Verlauf weist ein ähnliches Schwingungsverhalten auf, wobei mit PID-Spannungsregler eine geringere Dämpfung der Schwingungen entsteht. Hierdurch verlängert sich auch die Ausregelzeit geringfügig. Einzige signifikante Verbesserung ist damit die Reduktion des ersten Überschingers nach Kurzschlusslöschung. Der quantitative Vergleich in Tabelle 6.1 zeigt zudem eine leichte Verschlechterung des Bewertungskriteriums ITAE des PID-Reglers gegenüber dem Ursprungsregler. Die gemischte Optimierung sorgt damit abschließend für kein signifikant geändertes Spannungsverhalten bei Kurzschluss.

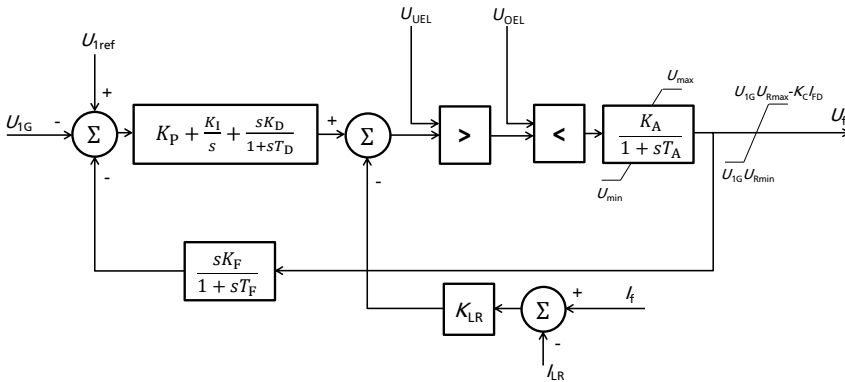


Abbildung 6.15: Blockschaftplan des ST1A-Erregersystems mit PID-Spannungsregler

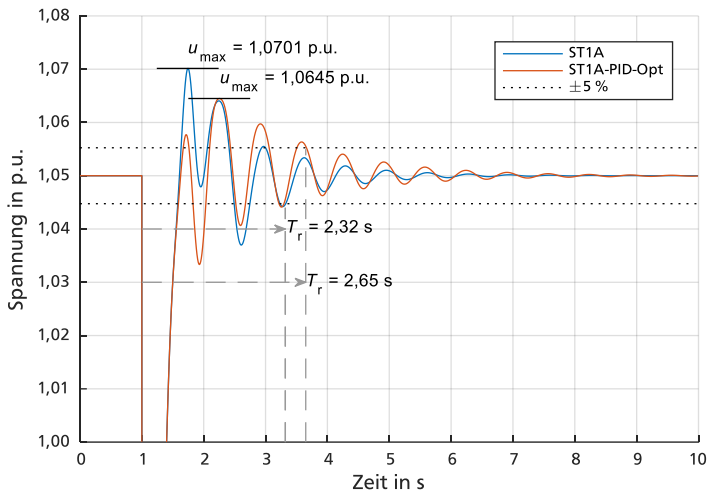


Abbildung 6.16: Vergleich des Kurzschlussverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Tabelle 6.5: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in p.u.	$T_r$ in s
Lead-Lag Ursprungsregler	8,9253	20,1	13,0	2,32
Optimierter PID-Regler	10,5916	14,5	16,7	2,65
<b>Vergleich</b>	+1,6663	-5,6	+3,7	+0,33
	18,7 %	-27,9 %	+28,5 %	-14,2 %

Das in Abbildung 6.17 gezeigte und in Tabelle 6.2 quantifizierte Verhalten in Folge eines Lastsprungs zeigt Verbesserungen des optimierten gegenüber dem Ursprungsregler. Der Spannungstiefpunkt direkt nach Lastzuschaltung konnte angehoben werden. Weiterhin wird sehr schnell ein konstanter Spannungswert erreicht, der wesentlich näher am Referenzwert von 1.05 p.u. liegt als der Endwert, der mit dem Ursprungsregler erreicht wird. Es ergibt sich infolgedessen eine Verbesserung des ITAE.

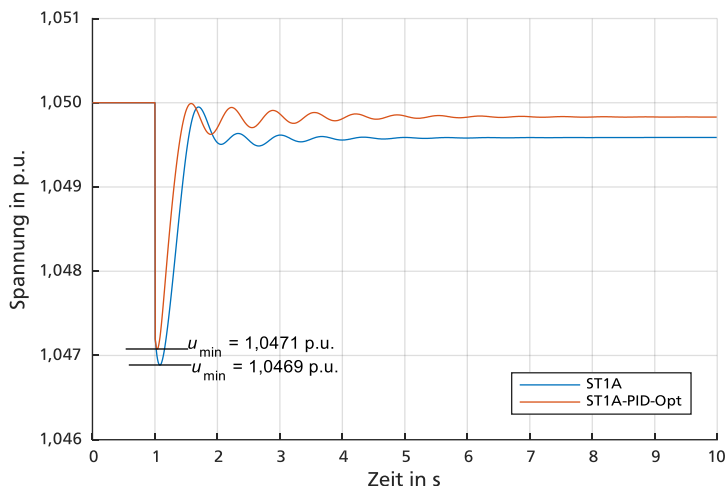


Abbildung 6.17: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Tabelle 6.6: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des ST1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Lead-Lag Ursprungsregler	2,1523	3,1	ca. 4
Optimierter PID-Regler	0,9152	2,9	ca. 2
<b>Vergleich</b>	-1,2371 -57,5 %	-0,2 -6,5 %	ca. -2

Das ST1A-Erregersystem verfügt in seiner Ursprungsanordnung durch die beiden in Reihe geschalteten Lead-Lag-Glieder ( $T_B$ ,  $T_C$  und  $T_{B1}$ ,  $T_{C1}$ ) faktisch bereits über eine PID-Reglerstruktur. Liegen dessen Einstellwerte bereits günstig für die untersuchten Störfälle, so kann auch durch einen optimierten PID-Regler keine erhebliche Verbesserung erreicht werden. Dennoch wird für das ST1A-Erregersystem insgesamt der Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers gerade auch aufgrund der guten Ergebnisse der Lastsprunguntersuchung empfohlen.

### 6.3.6 Spannungsregleroptimierung des AC1A-Erregersystems

Neben dem ST1A-Erregersystem als Vertreter der Gruppe der statischen Erregersysteme wird das AC1A-Erregersystem als Vertreter der Gruppe der AC-Erregersysteme untersucht. Der verwendete Parametersatz des AC1A-Erregersystems ist im Anhang in Tabelle B.17 aufgeführt. Für die Spannungsregleroptimierung im Ein-Generator-Modell wird der Lead-Lag-Spannungsregler durch einen PID-Regler ersetzt. Es ergibt sich der Blockschaltplan des AC1A-PID-Modells in Abbildung 6.18.

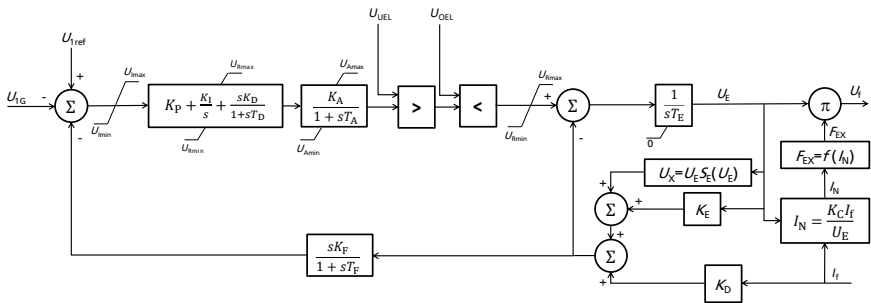


Abbildung 6.18: Blockschaltplan des AC1A-Erregersystems mit PID-Spannungsregler

Das Verhalten infolge eines Kurzschlusses ist in Abbildung 6.19 gezeigt. Es ist erkennbar, dass durch den Einsatz eines PID-Spannungsreglers eine leichte Reduktion des maximalen Überschwingers und der Ausregelzeit  $T_r$  erreicht wird. Die abklingende Schwingung nach Kurzschlusslöschung weist im optimierten Fall eine leicht verringerte Dämpfung auf. Trotzdem geht diese sehr schnell auf einen stationären Endwert zurück. Die Quantifizierung der Ergebnisse in Tabelle 6.7 zeigt insgesamt ein verbessertes Verhalten mit einem verbesserten ITAE.

Tabelle 6.7: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in p.u.	$T_r$ in s
Lead-Lag Ursprungsregler	11,1086	19,3	16,1	2,75
Optimierter PID-Regler	9,9686	16,5	16,7	2,63
<b>Vergleich</b>	-1,14	-2,8	+0,6	-0,12
	-10,3 %	-14,5 %	+3,7 %	-4,4 %

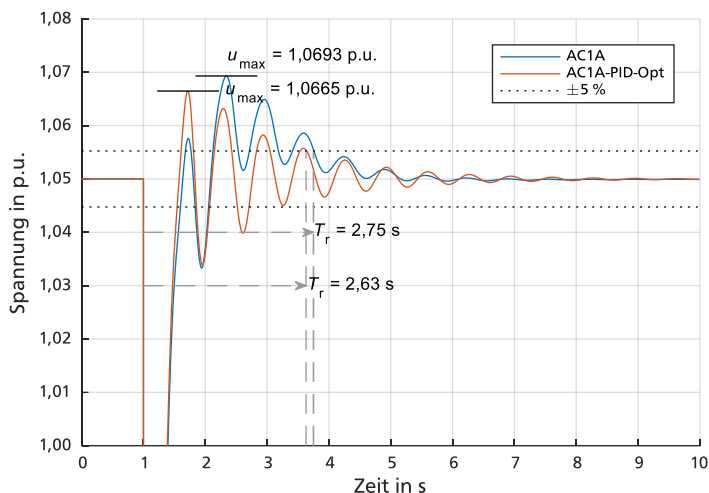


Abbildung 6.19: Vergleich des Kurzschlussverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Abbildung 6.20 zeigt den Vergleich des Lastsprungverhalten bei Einsatz des Ursprungs- und des gemischt optimierten PID-Reglers. Hier sind deutliche Verbesserungen zu erkennen. Zum einen wird der Spannungseinbruch direkt nach Lastzuschaltung reduziert, zum anderen wird durch den Einsatz des PID-Reglers schnell eine Rückführung auf den Spannungsreferenzwert erreicht. Der Ursprungsregler führt hingegen zu einer stationären Abweichung. Entsprechend fällt die Auswertung in Tabelle 6.8 deutlich zugunsten des PID-Reglers aus. Die Verbesserung des ITAE ergibt sich als logische Schlussfolgerung. Abschließend wird daher auch für den Einsatz in AC1A-Erregersystemen ein gemischt optimierter PID-Regler empfohlen.

Tabelle 6.8: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Lead-Lag Ursprungsregler	0,8914	3,3	ca. 2
Optimierter PID-Regler	0,1802	3,0	ca. 0
<b>Vergleich</b>	-0,7112 -79,8 %	-0,3 -9,1 %	ca. -2



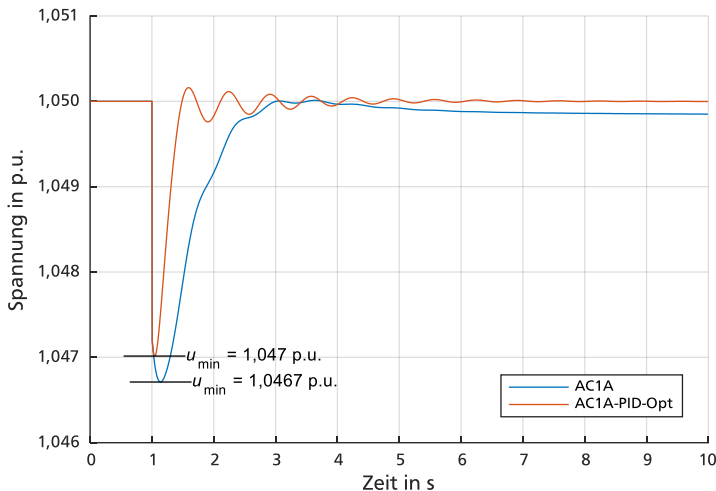


Abbildung 6.20: Vergleich des Lastsprungverhaltens von Ursprungs- und PID-Spannungsregler des AC1A-Erregersystems nach einer gemischten Optimierung

Damit ist nachgewiesen, dass die Regleroptimierung nicht nur für den abstrakteren Fall des SEXS-Erregersystems, sondern auch für realitätsnahe Erregersystemmodellen zu verbessertem Verhalten führt. Zudem konnte durch die Untersuchungen sowohl eines statischen als auch eines AC-Erregersystems nachgewiesen werden, dass die Optimierung für diese beiden sehr unterschiedlichen Erregersystemtypen zu guten Ergebnissen führt. Insgesamt wird daher unabhängig vom Erregersystem der Einsatz eines optimierten PID-Spannungsreglers empfohlen.

## 6.4 Spannungsregleroptimierung im Neun-Bus-System

Mit Hilfe des Ein-Generator-Modells wurde eine Methodik zur Spannungsregleroptimierung für Lastsprung- und Kurzschlussverhalten entwickelt. Es stellt sich nachfolgend die Frage, ob diese Methodik auch auf Netzgebiete des europäischen Übertragungsnetzes angewandt werden kann. Die Modellierung des europäischen Verbundnetzes für die Untersuchungen dynamischer Spannungseffekte ist sehr aufwendig und nicht zielführend. Bei der transienten Spannungsstabilität handelt es sich um ein auf die elektrisch nahe Netzumgebung eines gestörten Netzknotens lokal beschränktes Phänomen. Aus diesem Grund wird als vereinfachte Nachbildung eines leicht vermaschten Netzausschnitts des europäischen Übertragungsnetzes ein Neun-Bus-System

für die weiterführende Untersuchung der transienten Spannungsstabilität und deren Optimierung herangezogen.

### 6.4.1 Das Neun-Bus-System

Das ursprünglich in [74] definierte Neun-Bus-System ist ein generisches Modell eines einfachen leicht vermaschten Übertragungsnetzes. Für die Untersuchungen in dieser Arbeit wurden die Betriebsmitteldaten gemäß [74] zugrunde gelegt. Abbildung 6.21 zeigt das Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems.

Die Erzeugung im Neun-Bus-System ist durch drei Kraftwerksblöcke bestehend aus Synchrongenerator und Blocktransformator modelliert. Bus 1, Bus 2 und Bus 3 repräsentieren die jeweilige Generatorableitung. Die Sammelschienen Bus 4 bis Bus 9 bilden ein 230-kV-Höchstspannungsnetz nach. Die Leitungen sind gemäß [74] durch Serienimpedanzen  $\underline{Z}_L = R_L + jX_L$  und die zugehörigen Querkapazitäten  $X_C$  nachgebildet. Der initiale Lastfluss für die dynamischen Simulationen ist im Anhang in Tabelle B.18 und Tabelle B.19 beschrieben.

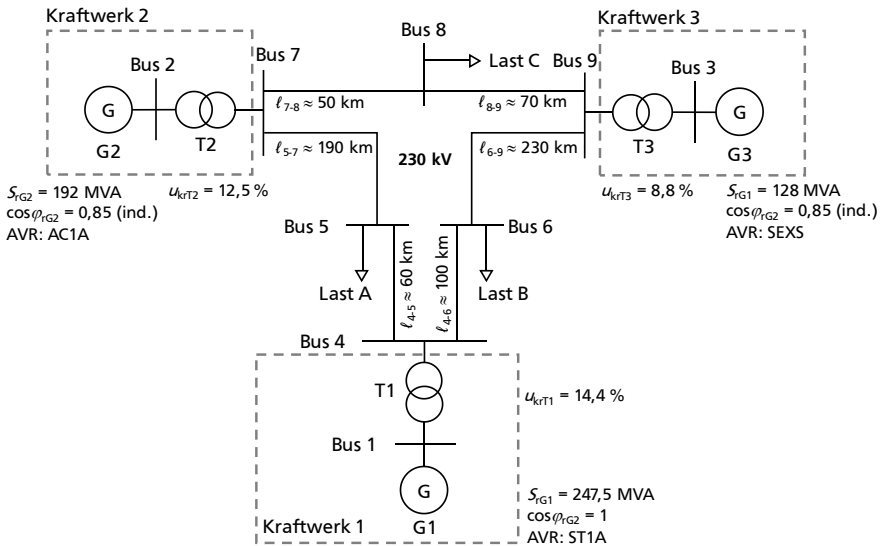


Abbildung 6.21: Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems

---

## 6.4.2 Stückweise Spannungsregler-Optimierung im Neun-Bus-System

Um der inhomogenen Verteilung verschiedener Erregersysteme in realen Übertragungsnetzen Rechnung zu tragen, wird jedem Generator eines der in Kapitel 6.3 untersuchten Erregersysteme zugeordnet. Generator G1 verfügt über ein ST1A-, G2 über ein AC1A- und G3 über ein SEXS-Erregersystem. Die Parametereinstellungen der Erregersysteme entsprechen den Einstellwerten in Tabelle B.3, Tabelle B.16 und Tabelle B.17 im Anhang. Es wird der Ansatz gewählt, die einzelnen Generatoren getrennt voneinander zu optimieren. Hierzu wird der zu optimierende Spannungsregler durch einen PID-Spannungsregler getauscht. Die übrigen Kraftwerke behalten ihre Ursprungsspannungsregler bei. Es handelt sich hierbei um einen praxisnahen Ansatz, da die Einstellung von Reglerparametern im Ermessen der einzelnen Kraftwerksbetreiber liegt. Eine globale Optimierung von Reglerparametern wird für das reale System als unwahrscheinlich angesehen.

Um die gesamte Einheit des Blockkraftwerks mit einzubeziehen, werden Kurzschluss und Lastsprung jeweils an der OS-Seite des Blocktransformators des zu optimierenden Kraftwerks simuliert. Optimiert wird auf das Spannungsverhalten der entsprechenden Generatorableitung. Es wird ein dreipoliger Kurzschluss mit einer Dauer von  $T_{KS} = 150 \text{ ms}$  und ein Blindleistungssprung von  $Q_{LS} = +30 \text{ Mvar}$  für die Optimierung untersucht. Der Blindleistungssprung ist aufgrund der kleineren Generator-Bemessungsleistungen im Neun-Bus-System kleiner gewählt als für den 500-MVA-Generator des Ein-Generator-Modells.

In Abbildung 6.22 und Abbildung 6.23 sind beispielhaft die Ergebnisse des Spannungsverlaufs bei Optimierung des Spannungsreglers von G1 für Kurzschluss und Lastsprung an Bus 4 des Neun-Bus-Systems dargestellt.

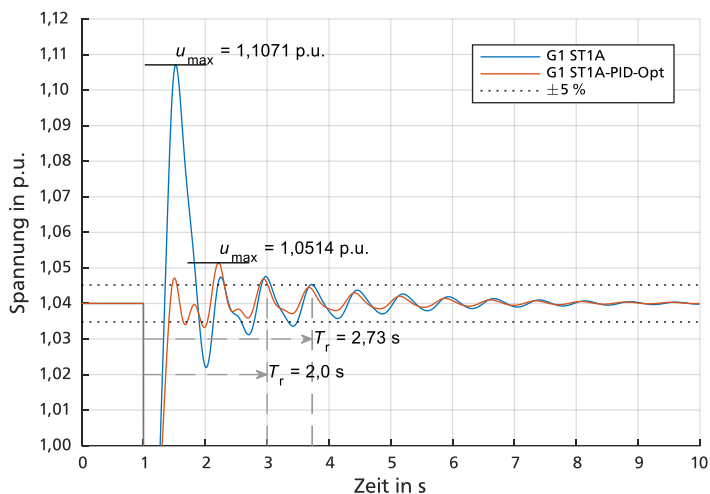


Abbildung 6.22: Spannungsverlauf an Bus 1 infolge eines Kurzschlusses an Bus 4 bei Einsatz eines optimierten PID-Spannungsreglers in G1

Tabelle 6.9: Vergleich des Kurzschlussverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler für Generator G1

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$T_r$ in s
Lead-Lag Ursprungsregler	11,4082	67,1	18,0	2,73
Optimierter PID-Regler	6,6294	11,4	6,8	2,00
<b>Vergleich</b>	-4,7788	-55,7	-11,2	-0,73
	-41,9 %	-83,0 %	-62,2 %	-26,7 %

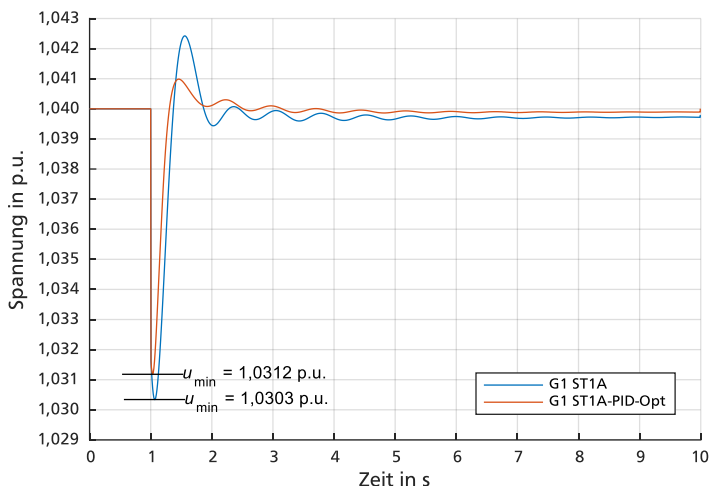


Abbildung 6.23: Spannungsverlauf an Bus 1 infolge eines Lastsprungs an Bus 4 bei Einsatz eines optimierten PID-Spannungsreglers in G1

Tabelle 6.10: Vergleich des Lastsprungsverhaltens vom Ursprungsregler mit dem optimierten PID-Spannungsregler für Generator G1

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Ursprungsregler	1,7396	24	97	0,28
Optimierter PID-Regler	0,7124	10	88	0,11
<b>Vergleich</b>	-1,0272	-14	-9	-0,17
	-59,0 %	-58,3 %	-9,3 %	-94,4 %

Beide Spannungsverläufe zeigen, dass durch die Spannungsregleroptimierung ein deutlich verbessertes Spannungsverhalten erreicht wird. Die Ergebnisauswertungen in Tabelle 6.9 und Tabelle 6.10 fallen entsprechend zugunsten des PID-Spannungsreglers aus. Die stückweise Spannungsregler-Optimierung führt für die drei Kraftwerke zu den Parametern  $K_P$ ,  $K_I$  und  $K_D$  in Tabelle 6.11. Die Spannungsverläufe aus der Spannungsregleroptimierung von G2 und G3 sind im Anhang in Abbildung A.20 bis Abbildung A.23 gezeigt.

Tabelle 6.11: PID-Reglerparameter für die gemischte Optimierung der Spannungsregler von G1, G2 und G3

Spannungsregler von Generator	$K_P$	$K_I$	$K_D$
G1 (AVR: ST1A)	500	1,1562	54,8437
G2 (AVR: AC1A)	500	0,0318	6,6520
G3 (AVR: SEXS)	500	0	30,2901

### 6.4.3 Auswirkungen der Spannungsregloptimierung auf die transiente Spannungsstabilität zentraler Sammelschienen des Systems

Neben dem Spannungsverhalten unmittelbar an den Generatorableitungen ist das Spannungsverhalten an den zentralen Sammelschienen des Netzes nach der Regleroptimierung von Interesse. Hierzu werden die Spannungen an Bus 5, Bus 6 und Bus 8 betrachtet. Als Störfälle werden ein dreipoliger Kurzschluss mit einer Dauer von  $T_{KS} = 150$  ms sowie ein Lastsprung von  $Q_{LS} = 50$  Mvar jeweils an Bus 5 untersucht. Abbildung 6.24 zeigt den Vergleich der Spannungsverläufe im ursprünglichen und im optimierten System an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5. Bereits der visuelle Vergleich zeigt eine qualitative Verbesserung durch den Einsatz optimierter Spannungsregler. Tabelle 6.12 zeigt zudem, dass alle Kenngrößen des Spannungsverlaufs im Vergleich zum Ursprungssystem wesentlich verbessert werden. Sowohl der erste Überschwinger nach Kurzschlusslöschung, als auch der nachfolgende Unterschwinger können jeweils deutlich reduziert werden. Ebenfalls wird im optimierten System wesentlich schneller der Toleranzbereich um den stationären Endwert erreicht, was sich in einer deutlich reduzierten Ausregelzeit niederschlägt. Insgesamt zeigt das Kurzschlussverhalten des optimierten Systems einen gegenüber dem Ursprungssystem um 43,8 % reduzierten ITAE.

Tabelle 6.12: Vergleich von Kenngrößen der Spannungsverläufe an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem gegenüber der optimierten Spannungsregelung

Regler	$ITAE$ über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{max} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$T_r$ in s
Ursprungssystem	16,4473	48,5	21,6	3,58
Optimierte PID-Regler	9,2412	17,8	10,3	2,40
<b>Vergleich</b>	-7,2061	-30,7	-11,3	-1,18
	-43,8 %	-63,3 %	-52,3 %	-32,9 %

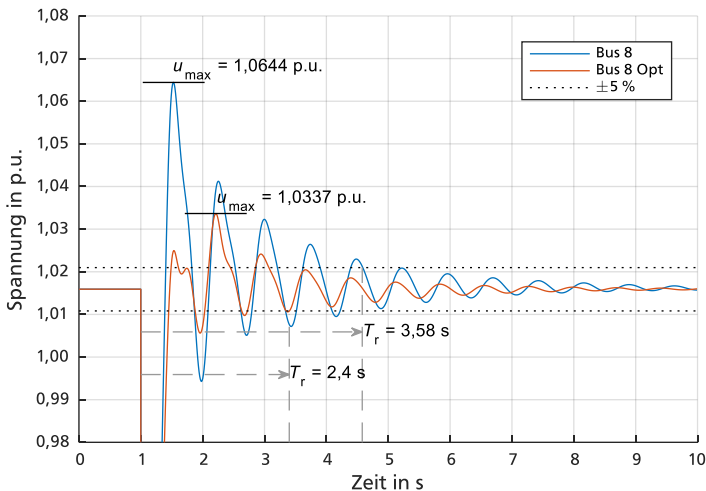


Abbildung 6.24: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System

Abbildung 6.25 zeigt den Vergleich der Spannungsverläufe an Bus 8 für einen Lastsprung an Bus 5. Auch hier ist eine deutliche Verbesserung des Verhaltens zu sehen. Zum einen kann der initiale Spannungseinbruch direkt nach Lastzuschaltung deutlich reduziert werden, zum anderen wird der stationäre Endwert schnell erreicht. Es ist ebenfalls zu beobachten, dass im Ursprungssystem auftretende Schwingungen im optimierten System stärker gedämpft sind.

Ein tabellarischer Kenngrößenvergleich ist in Tabelle 6.13 aufgeführt. Die für einen Lastsprung hohen Werte des ITAE entstehen aus der Berechnung gegenüber dem ursprünglichen Spannungswert vor dem Lastsprung. Dieser erfährt eine deutliche stationäre Abweichung, weil die Spannungsregler auf die Generatorklemmenspannungen regeln und die Spannungen im Netz sich entsprechend der neuen Lastflusssituation ändern. Der ITAE lässt sich daher kaum als Bewertungskriterium für die transiente Spannungsstabilität infolge eines Lastsprungs an zentralen unregulierten Sammelschienen heranziehen.

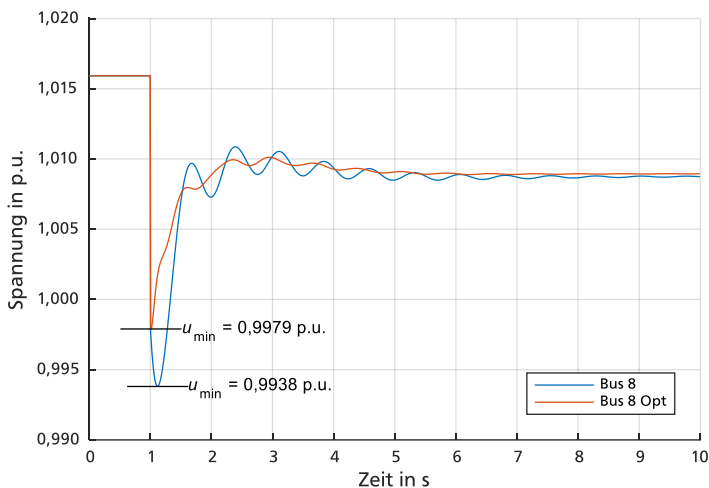


Abbildung 6.25: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System

Tabelle 6.13: Vergleich von Kenngrößen der Spannungsverläufe an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem gegenüber der optimierten Spannungsregelung

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Ursprungsregler	35,5270	22,1	7,2
Optimierter PID-Regler	34,2794	18,0	7,0
<b>Vergleich</b>	1,2476 -3,5 %	-4,1 -18,6 %	-0,2

Weitere Spannungsverläufe infolge von Kurzschluss und Lastsprung an Bus 5 sind für Bus 5 und Bus 6 im Anhang in Abbildung A.24 bis Abbildung A.27 dargestellt.



#### 6.4.4 Auswirkungen der Spannungsregleroptimierung auf die transiente Spannungsstabilität bei veränderter Erzeugungsstruktur

Die Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes erneuerbarer Energien beim Rückgang der Anzahl konventioneller Kraftwerke ist auch im Hinblick auf die Entwicklung der transienten Spannungsstabilität interessant. Hierzu wird das Kraftwerk 3 des Neun-Bus-Systems durch einen Windpark bestehend aus 26 Windkraftanlagen mit einer Bemessungsleistung von je  $S_{WKA} = 5$  MVA und damit mit einer gesamten Anschlusscheinleistung von  $S_{rWP3} = 130$  MVA ersetzt. Der Windpark weist damit die nahezu gleiche Bemessungsscheinleistung auf, wie das ursprüngliche Kraftwerk 3 mit  $S_{rG3} = 128$  MVA. Abbildung A.3 im Anhang zeigt den vereinfachtenschematischen Aufbau des verwendeten dynamischen Modells der Windkraftanlagen. Im stationären Betrieb speist dieser am Netzanschlussknoten, Bus 9, die gleiche Scheinleistung ein wie zuvor Kraftwerk 3,  $\underline{S}_{WP3} = \underline{S}_{KW3} = (85 - j 15)$  MVA.

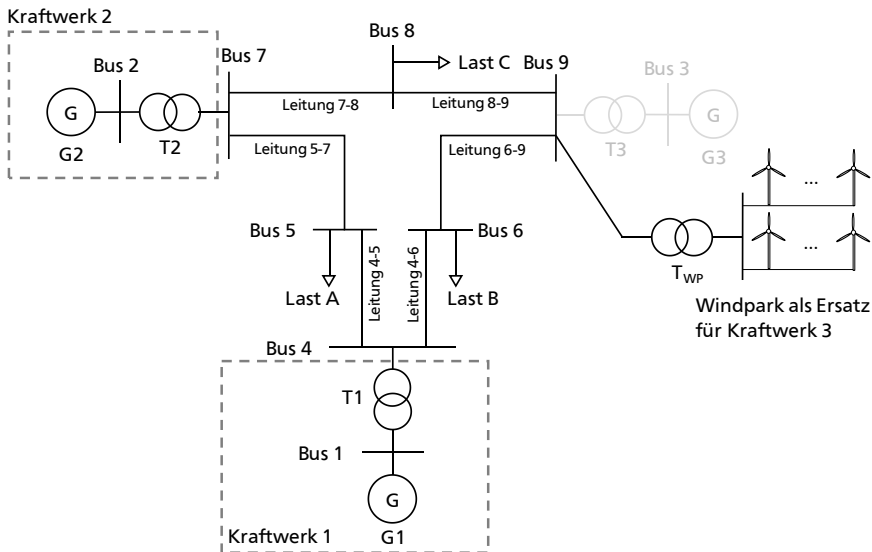


Abbildung 6.26: Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems mit veränderter Erzeugungsstruktur

Der Initialzustand für die dynamischen Untersuchungen entspricht damit genau der Lastflusssituation im ursprünglichen Netz gemäß Tabelle B.18 und Tabelle B.19 im Anhang. Abbildung 6.26 zeigt das Einlinien-Netzschema des Neun-Bus-Systems mit

veränderter Erzeugungsstruktur. Der angeschlossene Windpark verhält sich konform zum Transmission Code 2007, [31]. Der Einstellwert für die Blindstromeinspeisung im Fehlerfall gemäß Gleichung (2.5) ist  $k = 2$ .

### Auswirkungen auf das Spannungsverhalten bei Kurzschluss

Zur Untersuchung des Kurzschlussverhaltens bei veränderter Erzeugungsstruktur wird ein dreipoliger Kurzschluss mit einer Dauer von  $T_{KS} = 150$  ms an Bus 5 simuliert.

Abbildung 6.28 zeigt beispielhaft den Spannungsverlauf an Bus 8 infolge des Kurzschlusses. Aufgrund nahe beieinander liegender Spannungsverläufe der untersuchten Netzkonstellationen wird auf eine Kennzeichnung von  $\Delta u_{\max}$ ,  $\Delta u_{\min}$  und  $T_r$  in der Grafik verzichtet. Es ist zu erkennen, dass durch das Ersetzen des Kraftwerks 3 durch einen äquivalenten Windpark eine Veränderung der Spannungsstabilität bei Kurzschluss entsteht.

Zur besseren Erklärung der Verläufe sind in Abbildung 6.27 die Blindleistungseinspeisung von Windpark bzw. Kraftwerk und der korrespondierende Spannungsverlauf am Netzanschlussknoten, Bus 9, gezeigt.

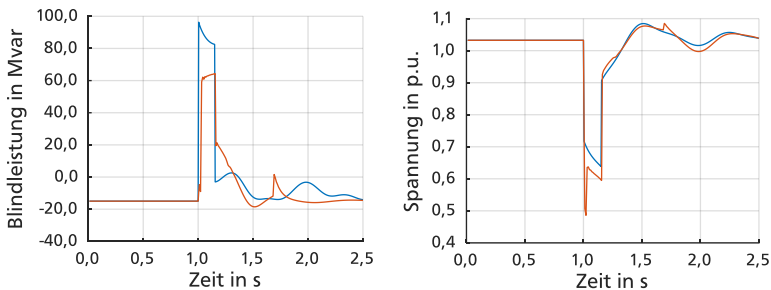


Abbildung 6.27: Blindleistungseinspeisung (links) von Windpark (rot) und Kraftwerk 3 (blau), sowie die zugehörige Spannung an Bus 9 (rechts) während des Kurzschlusses

Der Windpark speist entsprechend der Vorgaben des Transmission Code 2007 [31] einen Blindstrom ein, wodurch die Restspannung an Bus 9 nach dem ersten plötzlichen Einbruch bei Kurzchlusseintritt um  $\Delta u_{1\text{Bus}9} \approx 0,15$  p.u. angehoben wird. Die leichte Steigerung der Blindstromeinspeisung des Windparks während des Fehlers lässt sich auf das Absinken der Restspannung an Bus 9 zurückführen. Dies ist wiederum das Ergebnis des Einflusses der verbleibenden Kraftwerke 1 und 2 und deren kontinuierliche Reaktanzverringering auf die Restspannungen im System während

des Fehlers. Im Vergleich zum System mit Kraftwerk 3 ist eine niedrigere Restspannung während des Fehlers zu erkennen. Dies lässt sich mit der wesentlich höheren Blindstrom einspeisung aus Kraftwerk 3 erklären.

Nach Fehlerlöschung geht sowohl die Blindstrom einspeisung des Windparks als auch des Kraftwerks zurück. Es kommt zu Schwingungen zwischen den einzelnen Synchrongeneratoren. Hier zeigt sich im Fall des Windparkeinsatzes eine geringere Dämpfung der Oszillationen aufgrund der verminderten Systemträgheit bedingt durch die fehlende rotierende Masse des Kraftwerks 3. Die Spannungsregleroptimierung ermöglicht es, das positive und negative Überschwingen der Spannungen der zu Bus 5 elektrisch nahen Netzknoten zu begrenzen. Es zeigt sich ein verbessertes Verhalten gegenüber dem System mit Windpark aber ohne Spannungsregleroptimierung und, im Bereich der ersten Schwingungen nach Kurzschlusslöschung, sogar gegenüber dem Ursprungssystem, das über alle drei Kraftwerke verfügt.

Eine Quantifizierung der Verbesserung der Spannungsstabilität ist in Tabelle 6.14 gezeigt. Die Verläufe an den verbleibenden zentralen Netzknoten, Bus 5 und Bus 6, folgen jeweils qualitativ dem hier gezeigten Spannungsverhalten an Bus 8. Sie sind im Anhang in Abbildung A.28 und Abbildung A.29 gezeigt.

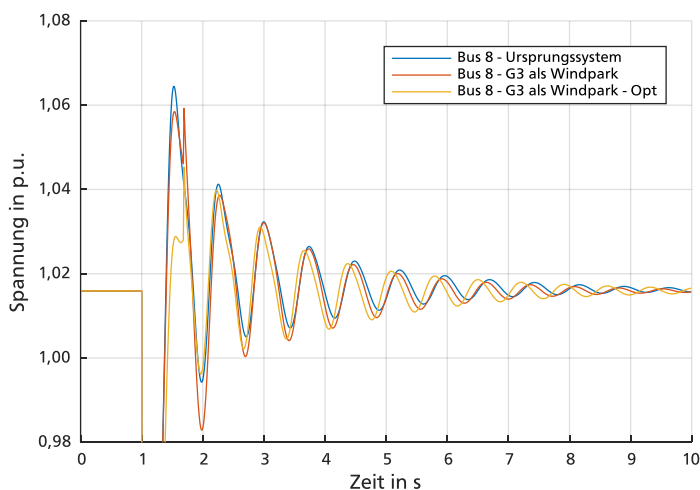


Abbildung 6.28: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung

Tabelle 6.14: Vergleich des Spannungsverlaufs an Bus 8 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem und im System mit Windpark mit und ohne Optimierung

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\max} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$T_r$ in s
Ursprungssystem	16,4805	48,6	21,6	4,58
System mit Windpark nicht optimiert	17,5850	43,3	33,0	4,91
System mit Windpark optimiert	16,6542	29,4	19,7	4,84
Vergleich der Systeme mit Windpark mit und ohne Optimierung	-0,9308 -5,3 %	-13,9 -32,1 %	-13,3 -40,3 %	-0,07 -1,4 %
Vergleich des Ursprungssy- stems mit dem optimierten System mit Windpark	+0,1737 +1,1 %	-19,2 -39,5 %	-1,9 -8,8 %	+0,26 +5,7 %

### Auswirkungen auf das Spannungsverhalten bei Lastsprung

Zur Untersuchung des Verhaltens bei Lastsprung für eine veränderte Erzeugungsstruktur wird ein Blindleistungssprung von  $\Delta Q = +30$  Mvar an Bus 5 zum Zeitpunkt  $t = 1$  s simuliert. Abbildung 6.30 zeigt beispielhaft den entsprechenden Spannungsverlauf an Bus 8. Für eine bessere Analyse des Spannungsverlaufs an Bus 8 zeigt Abbildung 6.29 die Blindleistungseinspeisung von Windpark bzw. Kraftwerk 3 sowie den korrespondierenden Spannungsverlauf am Netzanschlussknoten, Bus 9.

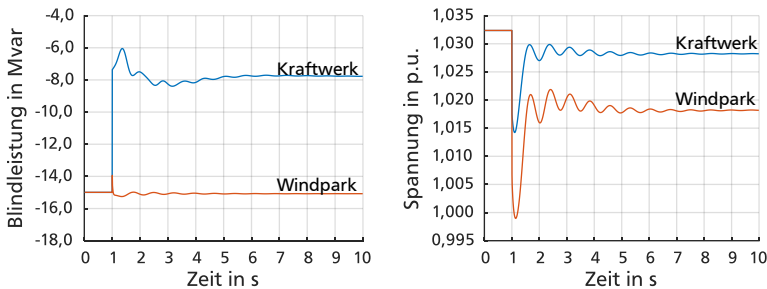


Abbildung 6.29: Blindleistungseinspeisung (links) von Windpark (rot) und Kraftwerk 3 (blau), sowie die zugehörige Spannung an Bus 9 (rechts) infolge des Lastsprungs

In Abbildung 6.29 ist zu sehen, dass der Windpark infolge des Lastsprungs keine zusätzliche Blindleistung liefert. Seine Blindleistungseinspeisung verbleibt auf dem Initialwert. Das Kraftwerk regelt auf seine Klemmenspannung und weist daher eine entsprechende Blindleistungseinspeisung auf. Entsprechend entstehen im Ursprungssystem durch den zusätzlichen Blindleistungsbeitrag von Kraftwerk 3 kleinere Spannungsabweichungen direkt nach dem Lastsprung.

Wie in Abbildung 6.30 gezeigt, kann durch den Einsatz der optimierten Reglerparameter in den Kraftwerken 1 und 2 eine Anhebung des Spannungseinbruchs nach dem Lastsprung erreicht werden. Auch der stationäre Endwert der Knotenspannung ist auf einem gegenüber dem System mit Windpark und Ursprungsregler der Kraftwerke 1 und 2 leicht höheren Niveau. Die transiente Spannungsstabilität wird damit im System mit Erzeugung aus erneuerbaren Energien durch Spannungsregleroptimierung bei den beiden verbleibenden Kraftwerken 1 und 2 gegenüber einem nicht optimierten System sichtbar verbessert. Eine Quantifizierung der Verbesserung der Spannungsstabilität ist in Tabelle 6.15 gezeigt.

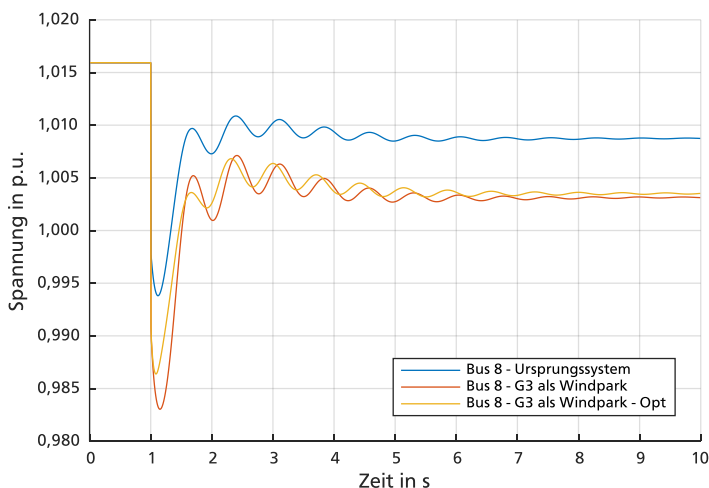


Abbildung 6.30: Spannungsverlauf an Bus 8 infolge eines Blindleistungssprungs an Bus 5 im Ursprungsnetz, im Netz mit Windpark anstatt G3 ohne und mit Spannungsregleroptimierung

Tabelle 6.15: Vergleich des Spannungsverlaufs an Bus 8 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem und im System mit Windpark statt Kraftwerk 3 mit und ohne Optimierung

Regler	<i>ITAE</i> über 10 s in p.u. s <sup>2</sup>	$ \Delta u_{\min} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.	$ \Delta u_{\text{stat}} $ in 10 <sup>-3</sup> p.u.
Ursprungssystem	35,5268	22,1	7,2
System mit Windpark statt Kraftwerk 3 - nicht optimiert	63,1498	32,9	12,8
System mit Windpark statt Kraftwerk 3 - optimiert	60,9969	29,5	12,4
Vergleich der Systeme mit Windpark mit und ohne Optimierung	-2,1529 -3,4 %	-3,4 -10,3 %	-0,4 -3,1 %
Vergleich des Ursprungssy- stems mit dem optimierten System mit Windpark	+25,4701 +71,7 %	+7,4 +33,5 %	+5,2 +72,2 %

Die korrespondierenden Spannungsverläufe an den verbleibenden zentralen Netzknoten, Bus 5 und Bus 6, sind im Anhang in Abbildung A.30 und Abbildung A.31 zu sehen. Auch hier wird eine Verbesserung der transienten Spannungsstabilität durch den Einsatz der Spannungsregleroptimierung bei den beiden verbleibenden Kraftwerken 1 und 2 erreicht.

#### 6.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse der Spannungsregleroptimierung im Neun-Bus-System

Der Einsatz der stückweisen Spannungsregleroptimierung der einzelnen Kraftwerke im Neun-Bus-System führt zusammenfassend zu einem verbesserten transienten Spannungsverhalten aller Netzknoten für den Fall symmetrischer Störungen. Insbesondere zeigt sich, dass neben dem Spannungsverhalten an den Sammelschienen und Ableitungen der Kraftwerke auch das Spannungsverhalten an den zentralen Sammelschienen des Systems Bus 5, Bus 6 und Bus 8 infolge von beispielhaften Störungen an der zentralen Sammelschiene Bus 5 durch die Spannungsregleroptimierung verbessert werden kann.

Die erreichten Verbesserungen der Spannungsverläufe an Bus 5, Bus 6 und Bus 8 bei Kurzschluss an Bus 5 sind in Tabelle 6.16 aufgelistet.

Tabelle 6.16: Durch Spannungsregleroptimierung erreichte Verbesserung des Spannungsverlaufs zentraler Sammelschienen bei Kurzschluss an Bus 5

Verbesserung gegenüber Ursprungssystem	Bus 5	Bus 6	Bus 8
<b><math>/TAE</math> über 10 s</b>			
in p.u. s <sup>2</sup>	6,5359	7,4845	7,2061
in %	34,3	46,6	43,8
<b><math> \Delta u_{\max} </math></b>			
in 10 <sup>-3</sup> p.u.	41,7	47,2	30,7
in %	71,4	79,2	63,3
<b><math> \Delta u_{\min} </math></b>			
in 10 <sup>-3</sup> p.u.	13,7	12,7	11,3
in %	39,9	45,8	52,3
<b><math>T_r</math></b>			
in s	1,08	1,14	1,18
in %	25,4	31,8	33,0

Es ist zu sehen, dass alle Bewertungsparameter des transienten Spannungsverhaltens bei Kurzschluss deutlich verbessert werden. Das Überschwingen nach Kurzschlusslöschung  $\Delta u_{\max}$  kann um ca. 60-80 % reduziert werden. Der korrespondierende negative Überschwinger  $\Delta u_{\min}$  kann um ca. 40-50 % reduziert werden. Die Ausregelzeit  $T_r$  bis zum Erreichen des Spannungsbandes  $\pm 5$  % um den stationären Spannungswert vor dem Kurzschluss wird um ca. 25-30 % und damit jeweils um ca. 1 s reduziert.

Die erreichten Verbesserungen der Spannungsverläufe an Bus 5, Bus 6 und Bus 8 bei Lastsprung an Bus 5 sind in Tabelle 6.17 aufgelistet. Hier zeigen sich im Vergleich zum Kurzschluss rein quantitativ weniger deutliche Verbesserungen. Zu erklären ist dies mit der wesentlich geringeren Belastung des Systems durch einen Blindleistungssprung. Während beim Kurzschluss die Spannung am betroffenen Bus 5 komplett auf Null einbricht, entsteht im Fall eines Lastsprungs nur ein relativ kleiner Spannungsprung entsprechend der zugeschalteten Blindleistung.

Tabelle 6.17: Durch Spannungsregleroptimierung erreichte Verbesserung des Spannungsverlaufs zentraler Sammelschienen bei Lastsprung an Bus 5

<b>Verbesserung gegenüber Ursprungssystem</b>	<b>Bus 5</b>	<b>Bus 6</b>	<b>Bus 8</b>
<b><i>/ITAE über 10 s</i></b>			
in p.u. s <sup>2</sup>	1,0848	0,7708	1,2476
in %	0,6	1,5	3,5
<b><math> \Delta u_{\min} </math></b>			
in 10 <sup>-3</sup> p.u.	2,9	2,9	4,1
in %	5,7	12,4	18,6
<b><math> \Delta u_{\text{stat}} </math></b>			
in 10 <sup>-3</sup> p.u.	0,1	0,2	0,2
in %	0,3	1,9	2,8

Aus Tabelle 6.17 lässt sich vor allem erkennen, dass der Spannungseinbruch  $\Delta u_{\min}$  direkt nach Lastzuschaltung um ca. 6-19 % reduziert werden kann. Ebenfalls ergeben sich leichte Verbesserungen der stationären Abweichung  $\Delta u_{\text{stat}}$ , die allerdings in dieser Größenordnung nicht praxisrelevant sind. Zudem lässt sich in den Spannungsverläufen des optimierten Systems eine stärkere Dämpfung der entstehenden Oszillationen beobachten. Ob es sich hier um eine zufällige Auswirkung auf das untersuchte Neun-Bus-System handelt oder ob die Spannungsregleroptimierung generell zur Dämpfung von Oszillationen beiträgt kann an dieser Stelle nicht sicher beantwortet werden.

Für den Fall des Einsatzes eines Windparks anstelle von Kraftwerk 3 zeigt sich, dass durch die Spannungsregleroptimierung die Verschlechterung der transienten Spannungsverläufe aufgrund der eingeschränkten Blindstromlieferung des Windparks zum Teil ausgeglichen werden kann.

Tabelle 6.14 zeigt den entsprechenden Ergebnisvergleich der Spannungsverläufe an Bus 8 für einen Kurzschluss an Bus 5. Hier können gegenüber dem Ursprungssystem auch im System mit Windpark durch Spannungsregleroptimierung das Über- und Unterschwingen der Spannung  $\Delta u_{\max}$  und  $\Delta u_{\min}$  nach Kurzschlusslöschung um ca. 40 % und 9 % reduziert werden. Die Ausregelzeit  $T_r$  erhöht sich im nicht optimierten System mit Windpark gegenüber dem Ursprungssystem um ca. 0,3 s und kann auch durch die Optimierung nicht signifikant verbessert werden. Bus 5 und Bus 6 zeigen ähnliche Ergebnisse.



---

In Tabelle 6.15 sind die korrespondierenden Ergebnisse der Spannungsverläufe an Bus 8 für einen Lastsprung an Bus 5 verglichen. Es zeigt sich, dass die Spannungsregleroptimierung gegenüber dem nicht optimierten System mit Windpark im Wesentlichen eine Verbesserung des Spannungseinbruchs  $\Delta u_{\min}$  direkt nach Lastzuschaltung um ca. 10 % erreicht. Eine signifikante Verbesserung der stationären Abweichung  $\Delta u_{\text{stat}}$  durch die Optimierung kann für diesen Untersuchungsfall jedoch nicht erreicht werden.



---

# 7 Fazit und Ausblick

In Zukunft ist in Europa mit einem Rückgang der Anzahl konventioneller Kraftwerke zu rechnen. Der vermehrte Zubau erneuerbarer Energien führt zunehmend zu Netz-situationen mit sehr niedrigen Residuallasten. Infolgedessen können viele konventionelle Kraftwerke ihre notwendigen Deckungsbeiträge nicht mehr generieren und werden mittelfristig vom Netz gehen. Trotzdem stellen konventionelle Kraftwerke nach wie vor wichtige Akteure der Primärregelung der Netzfrequenz und der Spannungsregelung dar.

In dieser Arbeit wurden Simulationen zur zukünftigen transienten Frequenzstabilität bei veränderter Erzeugungsstruktur in Kontinentaleuropa mit Hilfe eines vereinfachten Netzmodells durchgeführt. Hierbei wurden auch die zu erwartenden zukünftigen Anforderungen an ein primärregelndes konventionelles Kraftwerk untersucht.

Desweiteren wurde anhand von generischen Netzmodellen untersucht, wie sich die transiente Spannungsstabilität durch Optimierung der Spannungsregler konventioneller Kraftwerke verbessern lässt, wie sich eine Spannungsregleroptimierung auf die transiente Spannungsstabilität eines Verbundnetzbereichs auswirkt und wie durch Spannungsregleroptimierung in den verbleibenden konventionellen Kraftwerken eines Verbundnetzes dem Einfluss eines vermehrten Zubaus erneuerbarer Energien auf die transiente Spannungsstabilität entgegengewirkt werden kann.

---

## 7.1 Fazit aus den Untersuchungen zur transienten Frequenzstabilität

---

Die transiente Frequenzstabilität wurde anhand der Auswirkungen eines 3-GW-Erzeugungsausfalls untersucht. Es ergeben sich durch den zukünftigen Wandel in der Erzeugungsstruktur drei Effekte in der Frequenzdynamik:

### Auswirkungen auf den initialen Frequenzgradienten

Im Schwachlastfall bei gleichzeitig hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien kommt es aufgrund der niedrigen Residuallast zu einer geringen Zahl aktuell am Netz

---

befindlicher konventioneller Kraftwerke. Dies wirkt sich wegen der entsprechend niedrigeren Trägheit aller synchron am Netz rotierender Massen im System auf den Frequenzgradienten direkt nach einer Störung aus. Bei verkleinertem am Netz befindlichen konventionellen Kraftwerkspark ist mit einem erhöhten Frequenzgradienten zu rechnen. In den Simulationsergebnissen zeigt sich, dass der vermehrte Einsatz von Gaskraftwerken aufgrund der generell etwas höheren Trägheitskonstante zu einem kleineren Frequenzgradienten gegenüber dem gleichen Szenario mit einer Bevorzugung großer Dampfkraftwerksblöcke führt. Sehr hohe Frequenzgradienten  $> 200$  mHz werden erst in den beiden Extremwertszenarien beobachtet. Ein besonders hoher initialer Frequenzgradient entsteht im Extremszenario (b) bei Bereitstellung von Primärregelleistung durch über Umrichter einspeisende Erzeugungsanlagen, da diese über keine synchron an das Verbundnetz gekoppelte rotierende Massen verfügen.

### **Auswirkungen auf die Frequenzdynamik der Primärregelung**

Die Frequenzdynamik nach Einsetzen der Primärregelung ist vor allem abhängig von der Regeldynamik der primärregelnden Erzeugungsanlagen. Hier kann gezeigt werden, dass durch schnelle Regelleistungsbereitstellung, z.B. durch schnelle Gaskraftwerke, eine wesentliche Erhöhung des Frequenztiefpunktes  $f_{\text{dyn}}$  bei sonst gleichbleibender Netzsituation und gleichbleibendem Störfall erreicht werden kann. In keinem der untersuchten Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 wird der ENTSO-E-Grenzwert für dynamische Vorgänge von  $f_{\text{dyn,min}} = 49,2$  Hz unterschritten. Im Fall der Bereitstellung von Primärregelleistung durch umrichter gespeiste Anlagen, in dem sich ein sehr hoher Frequenzgradient beobachten lässt, wird dieser durch die gegenüber konventionellen Kraftwerken relativ schnelle Regelleistungsbereitstellung aus umrichter gespeiste Anlagen zurückgeführt. Auch hier liegt der Frequenztiefpunkt mit  $f_{\text{dyn}} = 49,5$  Hz zwar sehr niedrig, jedoch weit oberhalb des ENTSO-E Grenzwertes.

### **Auswirkungen auf die Frequenzabweichung nach Primärregelung**

Auch bei einer starken Verringerung der Anzahl ans Netz angeschlossener konventioneller Kraftwerke in den extremeren Zukunftsszenarien für 2030 zeigt sich, dass genügend Kraftwerke zur Vorhaltung von Primärregelleistung entsprechend einer Mindestnetzkenzahl der aktiven Primärregelakteure von 15000 MW/Hz zur Verfügung stehen.

Falls die Primärregelleistung zukünftig zu großen Teilen über Regelleistungsmärkte beschafft wird, ist davon auszugehen, dass die Netzkennzahl der aktiven Regelakteure

---

zukünftig dauerhaft im Bereich der Mindestvorgabe von 15000 MW/Hz liegen wird. Eine Überdeckung der mindestens geforderten Netzkennzahl bei einer Komplettbeschaffung der Primärregelleistung über Marktplätze ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll.

### **Anforderungen an ein primärregelndes konventionelles Dampfkraftwerk**

Die Untersuchungsergebnisse zu den Anforderungen der Primärregelung an ein einzelnes 500-MVA-Kohlekraftwerk zeigen, dass es in Zukunft bei einer pauschalen Statikregelung von Dampfkraftwerken zu Problemen bezüglich der angeforderten Leistungsgradienten und der absoluten Höhe der Primärregelleistungsanforderung kommen kann.

Infolge hoher Frequenzgradienten werden von pauschal statikgeregelten Kraftwerken Leistungsgradienten angefordert, die durch die klassische Ventilandrosselung der Hochdruckturbine nicht mehr bereitgestellt werden können. Durch die Nutzung anderer Primärregelmechanismen wie z.B. Kondensatstau bei Abschaltung des Niederdruck-Vorwärmers lassen sich hier höhere Leistungsmengen bereitstellen. Es gilt jedoch zu untersuchen, inwiefern diese Mechanismen bei einem Großteil der konventionellen Dampfkraftwerke etabliert werden können und ob sich durch deren Nutzung eine Lebensdauerverringerung der entsprechenden Anlagen ergibt.

Ebenfalls muss bei einer niedrigen Netzkennzahl im Bereich der Mindestvorgabe von 15000 MW/Hz das Einzelkraftwerk bei gleicher Statikeinstellung zunehmend mehr Regelleistung zur Verfügung stellen. Es kann so dazu kommen, dass Dampfkraftwerke bei großen Frequenzabweichungen der Regelleistungsanforderung gemäß ihrer Statik nicht mehr nachkommen können. Die reale Netzkennzahl würde im Fall einer Großstörung hinter der Mindestvorgabe der ENTSO-E zurückbleiben.

Hier sollte in Zukunft darauf geachtet werden, dass Primärregelleistung entweder komplett über Marktplätze durch präqualifizierte Teilnehmer erbracht wird, oder dass die gemäß der pauschalen Statikeinstellungen konventioneller Kraftwerke zu liefernde Primärregelleistung bei  $\Delta f_{\text{stat}} = 200 \text{ mHz}$  die maximal vorhaltbare Primärregelleistung nicht übersteigt.

Ebenfalls ist sicherzustellen, dass im Fall sehr hoher Frequenzgradienten  $> 200 \text{ mHz/s}$  die Anforderungen an die Leistungsgradienten statikgeregelter Kraftwerke erfüllbar bleiben. Hier sollten bestehende Statikeinstellungen überprüft und

---

angepasst werden, falls nicht auf eine komplett marktbasierende Primärregelleistungsbeschaffung übergegangen wird.

Im Hinblick auf die zukünftigen Anforderungen an Primärregelakteure wird eine zusätzliche Bepreisung hoher Primärregelleistungsgradienten in den ersten Sekunden nach einem Störfall empfohlen. Allein der Zeitbereich von 30 s bis zur vollständigen Erbringung der Primärregelleistung wird nicht als ausreichend zur Beherrschung zukünftiger Frequenzgradienten angesehen.

---

## **7.2 Fazit aus den Untersuchungen zur transienten Spannungsstabilität**

---

Die Untersuchungsergebnisse der Spannungsregleroptimierung zeigen, dass bei Kraftwerksmodernisierungen der Tausch des Spannungsreglers durch einen optimierten PID-Regler unabhängig vom eingesetzten Erregersystem sinnvoll ist und für eine Verbesserung der transienten Spannungsstabilität sorgt. Eine Optimierung entsprechend einer gemischten Zielfunktion aus Kurzschluss- und Lastsprungverhalten liefert Reglerparameter, die für die üblichen symmetrischen Störungsbelastungen des Spannungsreglers eines konventionellen Kraftwerks zu einem verbesserten transienten Spannungsverhalten führen.

Die Ergebnisse der Untersuchungen im Neun-Bus-System zeigen, dass eine stückweise Optimierung der Spannungsregler einzelner Kraftwerke auch bei inhomogener Verteilung von Erregersystemen in einem Teilbereich eines Verbundnetzes zu einer verbesserten transienten Spannungsstabilität führt. Auch das Spannungsverhalten der zentralen Sammelschienen eines solchen Netzabschnitts im Störfall verbessert sich sichtbar.

Durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien kommt es bei gleichzeitig verringerter Anzahl konventioneller Kraftwerke zu einer Verschlechterung der transienten Spannungsstabilität. Dies liegt vor allem an der geringeren Blindleistungseinspeisung von erneuerbaren Energien im Störfall gegenüber dem Synchrongenerator eines konventionellen Kraftwerks gleicher Bemessungsleistung. Hier zeigt sich, dass der Verschlechterung der transienten Spannungsstabilität mit einer Optimierung der Spannungsregler der im Netz verbleibenden konventionellen Kraftwerke entgegengewirkt werden kann.

---

## 7.3 Ausblick

---

Als fernes Ziel wird oft die europaweite Stromerzeugung aus 100 % erneuerbaren Energien angegeben. Infolgedessen wird sich der konventionelle Kraftwerkspark auch über die in dieser Arbeit beleuchteten Ausprägungen hinaus weiter verringern.

Sobald die insgesamt in Europa zur Verfügung stehenden primärregelfähigen Kraftwerke die Mindestvorgabe einer Netzkennzahl von 15000 MW/Hz der aktiven Primärregelakteure nicht mehr komplett erfüllen können, ist es notwendig in größerem Umfang Primärregelleistung aus anderen Erzeugungseinheiten bereitzuhalten. Hier sollten zukünftige Forschungsvorhaben die Fähigkeiten verschiedenster Erzeugungseinheiten (z.B. angedrosselte Windkraftanlagen, Speicherlösungen, Lastmanagement) zur Bereitstellung schneller Regelleistung untersuchen.

Im Hinblick auf die im europäischen Verbundnetz zu erwartenden sehr hohen Frequenzgradienten ist von Interesse, welche konkreten Primärregelakteure zukünftig möglichst schnell und mit hohen Leistungsgradienten Primärregelleistung zur Verfügung stellen können, um die transiente Frequenzstabilität auch langfristig sicherzustellen.

In der Spannungsregelung werden derzeit an kritischen Netzknoten bereits statische Blindleistungskompensatoren als Ersatz für die stationäre Blindleistungseinspeisung stillgelegter konventioneller Kraftwerke eingesetzt. Hier muss langfristig ein Ersatz für die dynamische Spannungsregelung gefunden werden. Dies könnten spannungsregelnde Windparks oder auch HGÜ-Umrückerstationen sein. Die in dieser Arbeit vorgestellte Spannungsregleroptimierung kann für den Übergangszeitraum sicherstellen, dass die am Netz verbleibenden konventionellen Kraftwerke einen größtmöglichen Beitrag zur transienten Spannungsstabilität liefern. Die Methodik der Regleroptimierung lässt es jedoch ebenfalls zu, die Spannungsregler anderer zukünftiger Blindleistungserzeuger auszulegen. Hier ist zu prüfen, ob die vorgestellte Methodik zur Spannungsregleroptimierung auch für die Reglerauslegung anderer Blindleistungseinspeiser gute Ergebnisse liefert.





---

# Literatur

- [1] Enerdata (2015): *Global Energy Statistical Yearbook 2015*, Stand: 4. Oktober 2016, Verfügbar unter: <https://yearbook.enerdata.net>.
- [2] OECD; IEA (2015): *IEA - Key World Energy Statistics 2015*, Paris, Frankreich: IEA.
- [3] GWEC (2016): *Global Wind Statistics 2015*, Brüssel, Belgien: GWEC.
- [4] EPIA (2015): *Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019*, Brüssel, Belgien: EPIA.
- [5] REN21 (2015): *Renewables 2015 - Global Status Report*, Paris, Frankreich: REN21.
- [6] Ziesing, H.-J. (2016): *Energy Consumption in Germany 2015*, Köln: AG Energiebilanzen.
- [7] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [8] BMWi (2014): *Die EEG-Reform - Windkraft auf See*, Berlin: BMWi.
- [9] 50Hertz Transmission; TenneT TSO; Transnet BW (2016): *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, Stand: 29. Februar 2016, Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de>.
- [10] Buttler, A.; Spliethoff, H. (2016): *Bedarf und Auslastung konventioneller Kraftwerke im Zuge der Energiewende: Eine Metastudie*, VGB PowerTech, Ausgabe 3|2016, S. 41-47, Essen: VGB PowerTech Service.
- [11] Strauß, K. (2009): *Kraftwerkstechnik*, 6. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg.

- 
- [12] Oeding, D.; Oswald, B. R. (2011): *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 7. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [13] Diekmann, B.; Rosenthal, E. (2014): *Energie - Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung*, Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [14] Albrecht, U.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Wurster, R.; Zittel, W. (2013): *Kraftstoffstudie - Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen*, Abschlussbericht, Heft 1031 - 2013, Frankfurt a. M.: FVV e.V.
- [15] Milles, U.; Horenburg, P. (2011): *Strom aus Gas und Kohle*, BINE basisEnergie, Ausg. 17, Eggenstein-Leopoldshafen: FIZ Karlsruhe.
- [16] Wagner, H.-J.; Koch, M. K.; Burkhardt, J. (2007): *CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung*, BWK - Das Energie-Fachmagazin, Bd. 59, Nr. 10, Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag.
- [17] Graus, W.; Worrell, E. (2006): *Comparison of Efficiency - Fossil Power Generation*, Utrecht, Niederlande: Ecofys.
- [18] Buschsieweke, F. (2006): *Dampfwirbelschichttrocknung von Braunkohle*, Dissertation, Universität Stuttgart: Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen.
- [19] RWE Power (o. J.): *Steinkohlekraftwerk Ibbenbüren - Ein Standortporträt*, Essen und Köln: RWE Power.
- [20] ETG Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks (2012): *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020*, VDE-Studie, Frankfurt a. M.: VDE ETG.
- [21] Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 1021, 1023, 3754).
- [22] Elsen, R.; Körber, T.; Kulik, L. (2013): *Moderne Braunkohlekraftwerke - ein flexibler Baustein für die Energiewende*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, Nr. 63, S. 68-72, Essen: etv Energieverlag.
- [23] Schwab, A. J. (2015): *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 4. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg.

- 
- [24] Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A. (2009): *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio*, Studie, Universität Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung.
- [25] Heinzel, A. (2010): *Verfahrenstechnik*, Vorlesungsfolien, Nr. 4, Universität Duisburg-Essen: Lehrstuhl Energietechnik.
- [26] Lechner, C.; Seume, J. (2010), *Stationäre Gasturbinen*, 2. Aufl., Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- [27] Olia, H.; Schlesier, J.; Schönenberger, M. (2012): *Verfahren zur Primärregelung einer kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlage*, Europäisches Patentblatt, 2012/19, Europäisches Patent, Nr.: EP 2 450 535 A1, Schweiz, Baden: Alstom.
- [28] Zahoransky, R.; Allelain, H.-J.; Bollin, E.; Oehler, H.; Schelling, U.; Schwarz, H. (2013): *Energietechnik*, 6. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [29] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D. (2013): *Elektrische Energieversorgung*, 9. Aufl., Wiesbaden: Springer Vieweg.
- [30] Bagert, M.; Emmerich, J.; Marquard, J.; Schulz, U.; Weber, H.; Wittner, S. (2012), *Elektrischer Eigenbedarf*, 3. Aufl., Berlin Offenbach: VDE Verlag.
- [31] Berndt, H.; Herrmann, M.; Kreye, H. D.; Reinisch, R.; Scherer, U.; Vanzetta, J. (2007): *Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin: VDN VDEW.
- [32] VDN-Lenkungsausschuss Netztechnik (2004): *VDN Leitfaden - EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz*, Berlin: VDN VDEW.
- [33] VDE FNN Projektgruppe Erzeugungsanlagen am Hoch-/Höchstspannungsnetz (2015): *Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*, VDE-AR-N 4120, Frankfurt a. M.: VDE.
- [34] ENTSO-E (2013): *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, Belgien, Brüssel: ENTSO-E.
- [35] v. Roon, S.; Huck, M. (2010): *Merit Order des Kraftwerksparks*, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

- 
- [36] Netzreserveverordnung vom 21. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die durch Artikel 6 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) geändert worden ist.
- [37] Consentec (2014): *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt*, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aachen: Consentec.
- [38] David, C. B.; Chemieliauskas, A.; Dijkema, G. P. J.; Nikolic, I. (2015): *Enipedia*, Verfügbar unter: <http://enipedia.tudelft.nl>, TU Delft, Niederlande: Energy and Industry Group, Faculty of Technology, Policy and Management.
- [39] Corbetta, G.; Mbistrova, A.; Ho, A.; Pineda, I.; Ruby, K. (2016): *Wind in power - 2015 European statistics*, Belgien, Brüssel: EWEA.
- [40] ENTSO-E (2015): *TYNDP 2016 - Scenario Development Report*, Belgien, Brüssel: ENTSO-E.
- [41] BnetzA (2015): *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur*, Stand: 10.11.2015, Bonn: BnetzA.
- [42] BDEW (2015): *BDEW-Kraftwerksliste 2015*, Berlin: BDEW.
- [43] ENTSO-E (2017): *ENTSO-E Regional Groups*, Stand: 20. April 2017, Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu>.
- [44] Kundur, P. (1994): *Power System Stability and Control*, U.S.A., New York: McGraw-Hill.
- [45] Nelles, D. (2009): *Netzdynamik - Elektromechanische Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen*, Berlin Offenbach: VDE Verlag.
- [46] Weber, H.; Griepentrog, G. (2014), *Pro und kontra rotierende Schwungmasse im Netz*, ETG Mitgliederinformation, Nr. 1, Jan. 2014, Frankfurt a.M.: VDE.
- [47] Weißbach, T. (2009): *Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen*, Dissertation, Universität Stuttgart: Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen.
- [48] ENTSO-E RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group (2016): *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe - Requirements and Impacting Factors*, Belgien, Brüssel: ENTSO-E.

- 
- [49] Crastan, V.; Westermann, D. (2012): *Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, 3. Aufl., Berlin: Springer.
- [50] DKE (2010): *DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin: Beuth Verlag.
- [51] Park, R. H. (1929): *Two-reaction Theory of Synchronous Machines Generalized Method of Analysis - Part I*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 48, No. 3, S. 716-727, U.S.A., New York: IEEE.
- [52] IEEE Power Engineering Society (2006): *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Std. 421.5-2005, U.S.A., New York: IEEE.
- [53] ENTSO-E (2013): *Documentation on Controller Tests in Test Grid Configurations*, ENTSO-E SG SPD Report, Belgien, Brüssel: ENTSO-E.
- [54] Lunze, J. (2010): *Regelungstechnik 1 - Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*, 8. Aufl., Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- [55] IEEE Task Force on Turbine-Governor Modeling (2013): *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, Technical Report, U.S.A., New York: IEEE.
- [56] IEEE Task Force on Overall Plant Response (1973): *Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies - IEEE Committee Report*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 92, Issue 6, S. 1904-1915, U.S.A., New York: IEEE.
- [57] Cabbell, D. M.; Rueckert, S.; Tuck, B. A.; Willis, M. C. (2004): *The New Thermal Governor Model used in Operation and Planning Studies in WECC*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 2, S. 1784-1789, 10. Juni 2004, U.S.A., Denver.
- [58] Araújo, P. R. B. M. (2010): *Dynamic Simulations in Realistic Size Networks*, Dissertation, Portugal, Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico.
- [59] ENTSO-E (2016): *Statistical Factsheet 2015*, Belgien, Brüssel: ENTSO-E.
-

- 
- [60] Kämpfer, S.; Kopatsch, G.; ABB Deutschland (2011): *Schaltanlagen-Handbuch*, 12. Auflage, Berlin: Cornelsen Verlag Scriptor.
- [61] Nassar, I. (2010): *Improvements of Primary and Secondary Control of the Turkish Power System for Interconnection with the European System*, Dissertation, Universität Rostock: Institut für Elektrische Energietechnik.
- [62] Al-Ali, S.; Nassar, I.; Weber, H. (2011): *Interconnection of the European ENTSO-E-CE System with the Turkish System: Investigation of the Expected Inter-Area-Oscillations Behaviour*, 17th Power System Computation Conference, 22. - 26. August 2011, Schweden, Stockholm.
- [63] Mono, R.; Glasstetter, P.; Horn, F.: *Ungleichzeitigkeit und Effekte räumlicher Verteilung von Wind- und Solarenergie in Deutschland*, Berlin: 100 prozent erneuerbar stiftung.
- [64] Richter, M.; Berndt, A.; Mutschler, P.; Hüberl, M.; Nocke, J.; Weber, H.; Hassel, E.; Sander, M.; Beck, S.; Helbig, K. (2015): *Regelleistungsverschleißmodell für primär- und sekundäreregelte thermische Kraftwerke im ENTSO-E-Netz*, Abschlussbericht, VGB-Forschungsvorhaben Nr. 362, Essen: VGB PowerTech.
- [65] UCTE (2007): *Final Report - System Disturbance on 4 November 2006*, Belgien, Brüssel: UCTE/ENTSO-E
- [66] Kurth, M.; Greiner, F.; Güllter, Kallina (2008): *Möglichkeiten zur Verbesserung des Regelverhaltens von Dampfkraftwerksblöcken*, Konferenz: Netzregelung und Systemführung - 9. GMA/ETG-Fachtagung, 5. - 6. März 2008, München.
- [67] Wong, C.-C.; Li S.-A.; Wang, H.-Y. (2009): *Optimal PID Controller Design for AVR System*, Tamkang Journal of Science and Engineering, Vol. 12, No. 3, S. 259-270.
- [68] Bendjeghabe, O. (2014): *Continuously Firefly Algorithm for Optimal Tuning of PID Controller in AVR System*, Journal of Electrical Engineering, Vol. 65, No. 1, S. 44-49.
- [69] Gaing, Z.-L. (2004): *A Particle Swarm Optimization Approach for Optimum Design of PID Controller in AVR System*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, No. 2, S. 384-391.

- 
- [70] Rahimian, M. S.; Raahemifar, R. (2011): *Optimal PID controller design for AVR system using particle swarm optimization algorithm*, 24th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 8. - 11. Mai 2011, Kanada, Niagara Falls.
- [71] Kennedy, J.; Eberhart, R. (1995): *Particle Swarm Optimization*, Proceedings of International Conference of Neural Networks, Vol. 4, S. 1942-1948, 27. November - 1. Dezember 1995, U.S.A., Perth.
- [72] Kennedy, J.; Bratton, D. (2007): *Defining a Standard for Particle Swarm Optimization*, Proceedings of IEEE Swarm Intelligence Symposium 2007, 1. - 5. April 2007, U.S.A., Honolulu.
- [73] The MathWorks (2016): *Global Optimization Toolbox User's Guide*, U.S.A., Natick: The MathWorks.
- [74] Anderson, P. M.; Fouad, A. A. (2003): *Power System Control and Stability*, U.S.A., Piscataway: IEEE Press.

## Betreute Abschlussarbeiten

Im Zusammenhang mit den Fragestellungen dieser Dissertation wurden die folgenden Bachelor-, Master-, Studien- und Diplomarbeiten betreut:

- [A1] George, C. (2012): *Simulation elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge im Netzberechnungsprogramm NEPLAN zur Entwicklung einer Methodik hinsichtlich Lastabwurf- und Entkopplungsstrategien in Industrienetzen*, Masterarbeit, ABB Mannheim und Technische Universität Darmstadt.
- [A2] Goueko, E. (2012): *Elektrischer Eigenbedarf eines thermischen Kraftwerks*, Bachelorarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A3] Moritz, R. (2013): *Veränderte Anschlussbedingungen für Kraftwerke > 100 MW gemäß der neuen ENTSO-E Network Codes*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A4] Likholat, D. (2013): *Schutzkonzepte für Kraftwerksgeneratoren*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A5] Leber, S. (2013): *Modellierung des Eigenbedarfsnetzes eines Kohlekraftwerks am Beispiel des Braunkohlekraftwerks Niederaussem in DiGSILENT PowerFactory*, Bachelorarbeit, Technische Universität Darmstadt.

- 
- [A6] Braun, B. (2013): *Modellierung des Kraftwerksverhaltens bei großen Lastsprüngen am Beispiel des Mainova HKW-West*, Bachelorarbeit, Mainova Frankfurt und Technische Universität Darmstadt.
- [A7] Djoukwe, T. (2013): *Vergleich des Verhaltens verschiedener Turbinenregler bei großen Lastsprüngen im Simulationsprogramm DiGSILENT PowerFactory*, Bachelorarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A8] Moritz, R. (2013): *Anreize des elektrischen Energiemarktes zur Vorhaltung von Reserveleistung zur Stabilitätshaltung des elektrischen Energieversorgungsnetzes*, Wirtschaftliche Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A9] Sievert, H.-P. (2014): *Simulation der Residuallastdeckung durch konventionelle Kraftwerke*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A10] Asmah, M. W. (2014): *Comparison of the Behavior of Different Voltage Control Systems for Synchronous Generators*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A11] Del Campo, D. (2014): *Ein innovatives und nachhaltiges Konzept für die Ersatzteilversorgung von Kernkraftwerken*, Masterarbeit, AREVA Erlangen und Technische Universität Darmstadt.
- [A12] Barkati, O. (2014): *Auswirkungen von elektrischen Fehlerfällen auf das rotordynamische Design von Wellensträngen in Kraftwerksturbosätzen*, Masterarbeit, Siemens Erlangen und Technische Universität Darmstadt.
- [A13] Schierhorn, P.-P. (2014): *Anforderungen an die Leistungsgradienten von konventionellen Kraftwerken bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien*, Masterarbeit, Energynautics und Technische Universität Darmstadt..
- [A14] Henritzi, P. (2014): *Aufbau und Verifizierung des vereinfachten 14-Generator-Modells für dynamische Untersuchungen*, Bachelorarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A15] Goller, M. (2014): *Änderung des Netzanschlusskonzeptes eines Kernkraftwerks im Zuge des Rückbaus*, Masterarbeit, TÜV Süd Filderstadt und Technische Universität Darmstadt.
- [A16] Schauer, F. (2014): *Netzreduktionstechniken für dynamische Frequenzuntersuchungen*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.



- 
- [A17] Wörfel, F. (2014): *Analyse der Betriebsdaten konventioneller Kraftwerke zur Untersuchung der Auswirkungen eines flexiblen Betriebs*, Masterarbeit, Alstom Mannheim und Technische Universität Darmstadt.
- [A18] Xing, G. (2014): *Entwurf und Verifizierung eines dynamischen Sekundärreglers für den Einsatz in DIGSILENT PowerFactory*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A19] Khilji, H. (2015): *Analysis of CIM Standard Controller Models used in Power System Analysis*, Masterarbeit, Siemens Erlangen und Technische Universität Darmstadt.
- [A20] Fischer, K. (2015): *Untersuchung und Bewertung der Reservekraftwerksverdröhrung ResKV*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A21] Mansour, A. (2015): *Untersuchung der dynamischen Frequenzstabilität bei hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A22] Plößer, T. (2015): *Dynamische Modellierung des Inselnetzbetriebs zweier BHKWs und der zugeordneten Lasten in einem Industrienetz*, Masterarbeit, Merck Darmstadt und Technische Universität Darmstadt.
- [A23] Klumpp, N. (2015): *Einfluss großer elektrischer Maschinen des Eigenbedarfs auf den flexiblen Betrieb konventioneller Kraftwerke*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A24] Perabo, F. (2015): *Wirtschaftlichkeitsberechnung eines netzparallel betriebenen Notstromaggregats am Flughafen Frankfurt a. M.*, Bachelorarbeit, Fraport Frankfurt a.M. und Technische Universität Darmstadt.
- [A25] Sagalin, I. (2015): *Einfluss des Einsatzes von synchronen Phasenschiebern auf Stabilitätskriterien des 9 Bus Systems*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A26] Wang, J. (2015): *Aktuelle und zukünftige Erzeugungsstruktur im Gebiet des Kontinentaleuropäischen Verbundnetzes*, Technische Studienarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A27] Suh, Y. (2015): *Tuning of Excitation System Parameters using Root Locus Plots and Step Response Test*, Masterarbeit, Lahmeyer International Bad Vilbel und Technische Universität Darmstadt.

- 
- [A28] Nazir, A. (2016): *Influence of a Decreased Number of Conventional Power Plants and Wind Power Supply on Critical Clearing Times*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A29] Amir Araghi, S. (2016): *Einfluss des Erregersystems eines Ein-Generator-Modells auf Kleinsignalstabilität und Großstörungsverhalten*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.
- [A30] Leber, S. (2016): *Substitution detaillierter Kraftwerksreglermodelle durch geeignete Standardreglermodelle des CGMES-Formats*, Masterarbeit, Tennenlocher Bayreuth und Technische Universität Darmstadt.
- [A31] Niersbach, B. (2016): *Optimierung von Spannungsreglerparametern zur Verbesserung der transienten Spannungsstabilität*, Masterarbeit, Technische Universität Darmstadt.

## Veröffentlichungen

Im Rahmen der Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter fanden die folgenden Veröffentlichungen auf Konferenzen oder in Fachzeitschriften statt:

- [V1] Zimmer, H.; Dragon, J.; Hanson, J. (2013): *Basic Design Considerations for a Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN) within a High-Voltage-Grid*, 15th International Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2.-6. September 2013, Lille, Frankreich.
- [V2] Ripp, C.; Boine-Frankenheim, O.; Hanson, J.; Stadlmann, J.; Spiller, P.; Zimmer, H. (2013): *Electric Energy Consumption of an Accelerator Facility*, 4th International Youth Conference on Energy (IYCE), 6.-8. Juni 2013, Siófok, Ungarn.
- [V3] Zimmer, H.; Papaioannou, G.; Hanson, J. (2014): *Influence of the Mix of Conventional Power Plants and Different Shares of Renewable Power Supply on Frequency Dynamics*, 11th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (ElectrIMACS), 19.-22. Mai 2014, Valencia, Spanien.
- [V4] Papaioannou, G.; Fleckenstein, M.; Zimmer, H.; Hanson, J. (2014): *Dynamic Frequency Controlling for Isolated Island Power Systems*, 11th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (ElectrIMACS), 19.-22. Mai 2014, Valencia, Spanien.

- 
- [V5] Papaioannou, G.; Talavera, I.; Zimmer, H.; Hanson, J. (2014): *Optimized Regulation of Dispersed Generation Units for Minimization of Reactive Power Consumption*, 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, 11.-13. November 2014, Berlin.
- [V6] Zimmer, H.; Asmah, M. W.; Hanson, J. (2015): *Influence of Excitation Systems on Dynamic Voltage Behavior of Power Systems*, International Conference on Power System Transients (IPST) 2015, 15.-18. Juni 2015, Cavtat, Kroatien.
- [V7] Zimmer, H.; Hanson, J. (2015): *A Technique to Reduce Electric Power System Models for Dynamic Investigations using Generator Coherency*, PowerTech 2015, 29. Juni - 2. Juli 2015, Eindhoven, Niederlande.
- [V8] Batorowicz, D. S.; Zimmer, H.; Franz, P. (2016): *Impact of Battery Charging of Electric Vehicles on Power Quality in Smart Homes and Low Voltage Distribution Networks*, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ), 4.-6. Mai 2016, Madrid, Spanien.
- [V9] Zimmer, H.; Plößer, T.; Kittner, C.; Hanson, J. (2016): *Dynamischer Inselbetrieb zweier BHKW-Anlagen in einem Industrienetz*, Netzpraxis, Jg. 55 (2016), Heft 6, EW Medien und Kongresse GmbH: Frankfurt a. M.
- [V10] Zimmer, H.; Niersbach, B.; Hanson, J. (2017): *Optimization of Power Plant AVR Parameters to Improve Transient Voltage Stability*, CPE-Powereng 2017, 4.-6. April 2017, Cadiz, Spanien.



# Anhang

## A Abbildungen

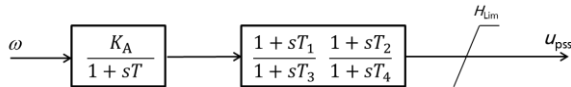


Abbildung A.1: Blockschaltplan des im vereinfachten Netzmodell des kontinentaleuropäischen Netzgebietes verwendeten Pendeldämpfungsgerätes

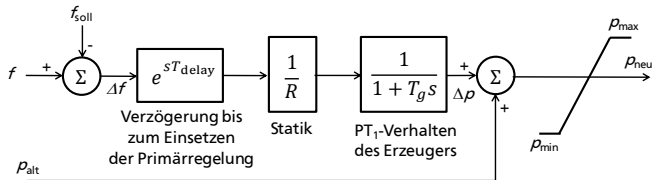


Abbildung A.2: Blockschaltplan des Primärreglermodells von über Umrichter einspeisenden Erzeugungslagen zur PRL-Lieferung (z.B. Batteriespeicher)

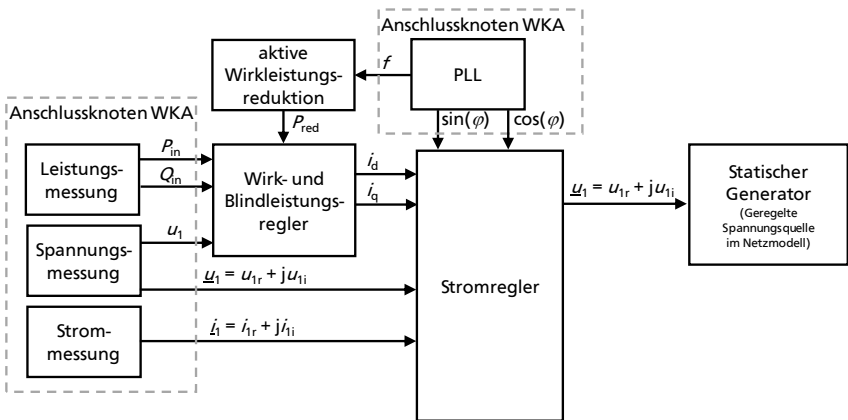


Abbildung A.3: Blockschaltplan des dynamischen Modells einer 5-MVA-Windkraftanlage

# Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V1

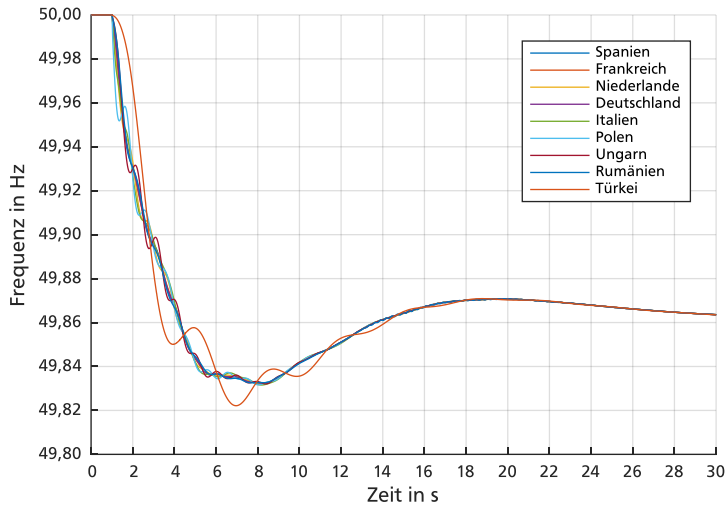


Abbildung A.4: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungleistung in Szenario V1

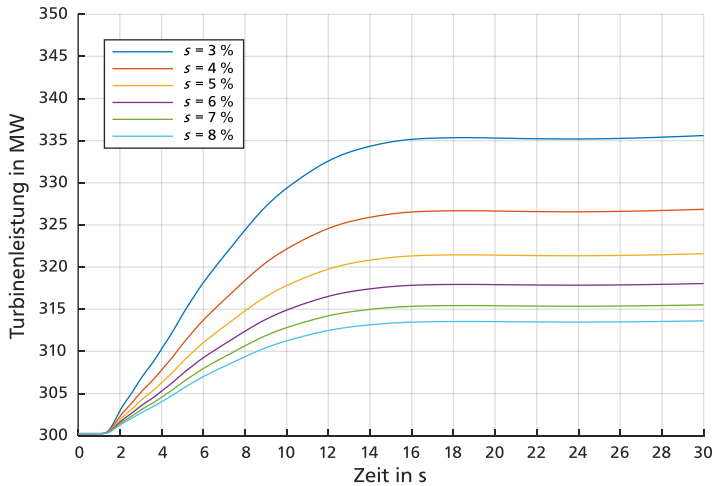


Abbildung A.5: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V1

## Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V2

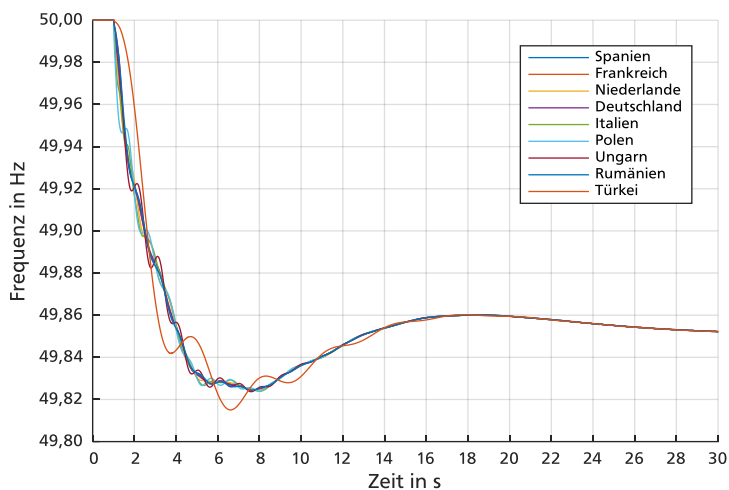


Abbildung A.6: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V2

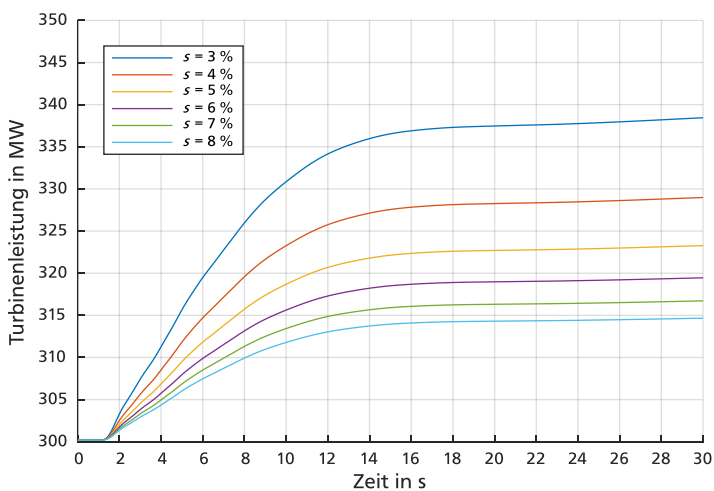


Abbildung A.7: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V2

## Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V3a

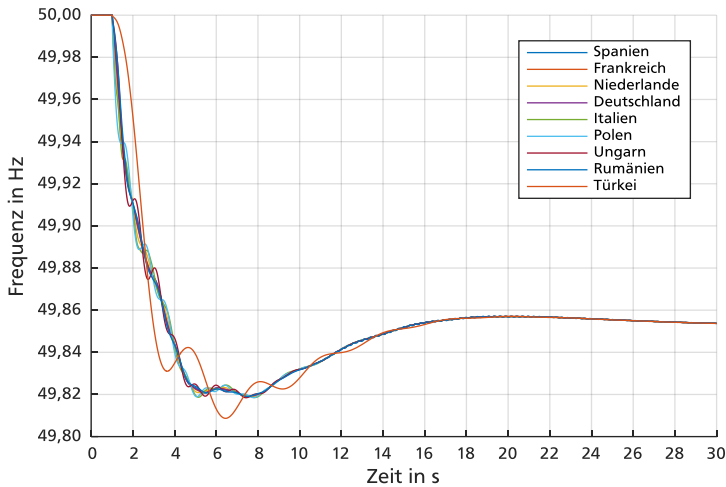


Abbildung A.8: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V3a

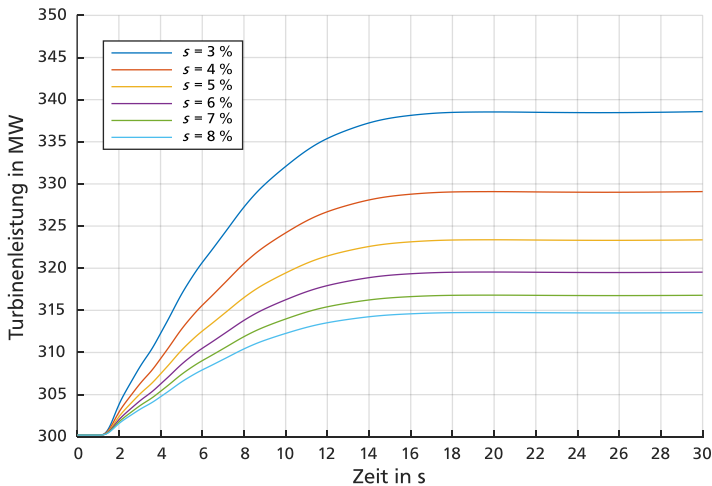


Abbildung A.9: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V3a



## Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V3b

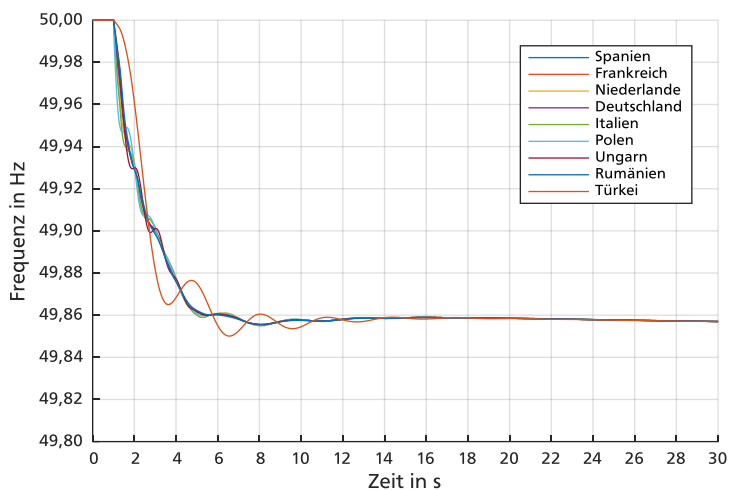


Abbildung A.10: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V3b

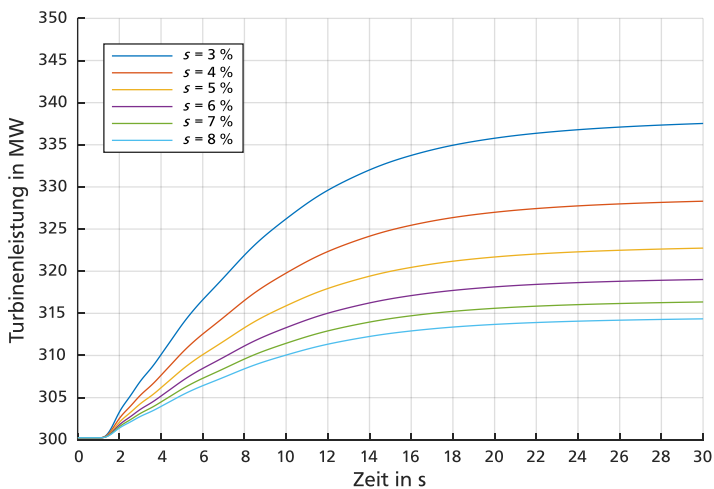


Abbildung A.11: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V3b

# Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V4a

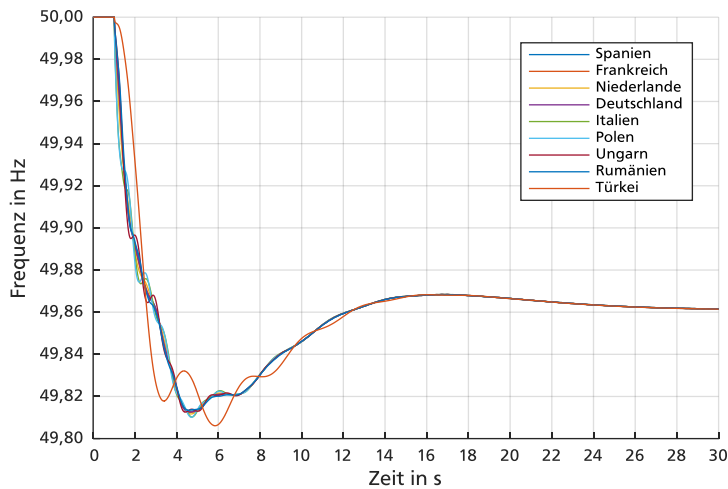


Abbildung A.12: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V4a

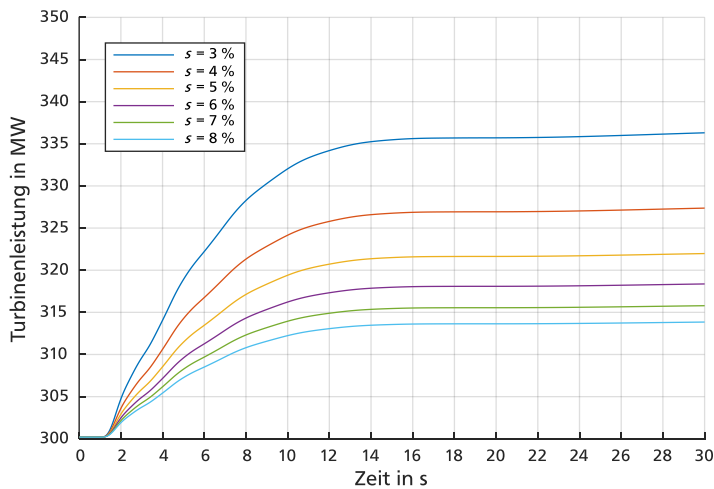


Abbildung A.13: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V4a

## Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Szenario V4b

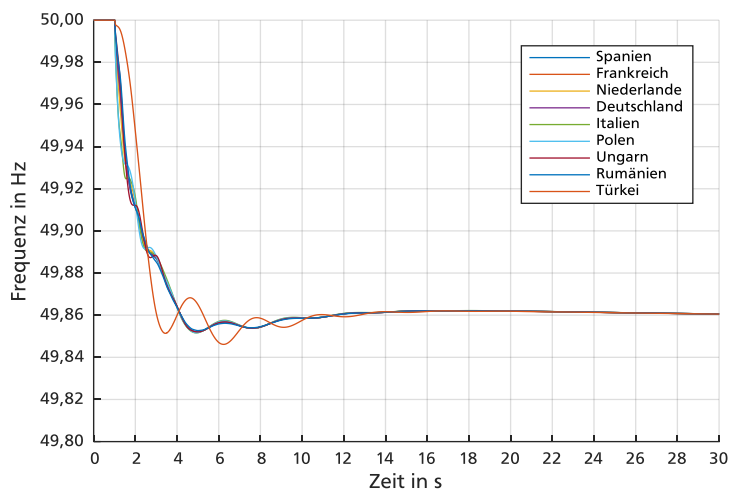


Abbildung A.14: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugungsleistung in Szenario V4b

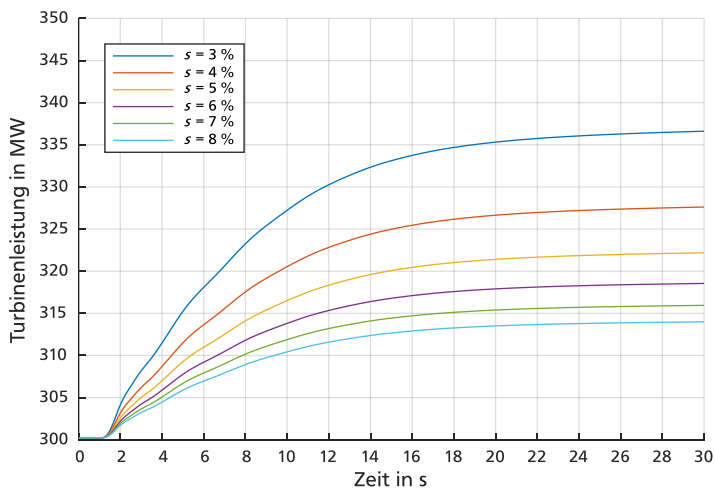


Abbildung A.15: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen in Szenario V4b

Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Extremwertszenario Variante (a)

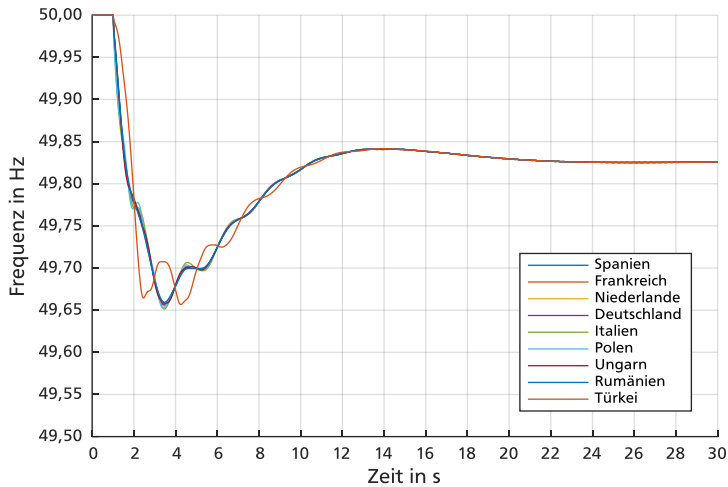


Abbildung A.16: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugung im Extremszenario (a)

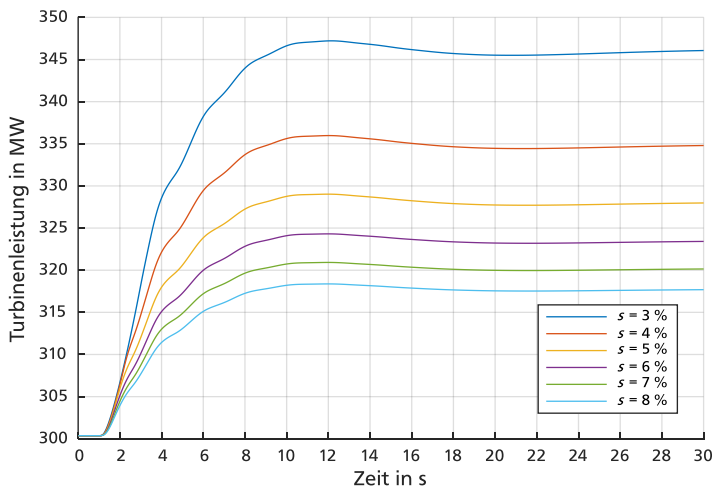


Abbildung A.17: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen im Extremszenario (a)

## Ergebnisse Frequenzuntersuchungen: Extremwertszenario Variante (b)

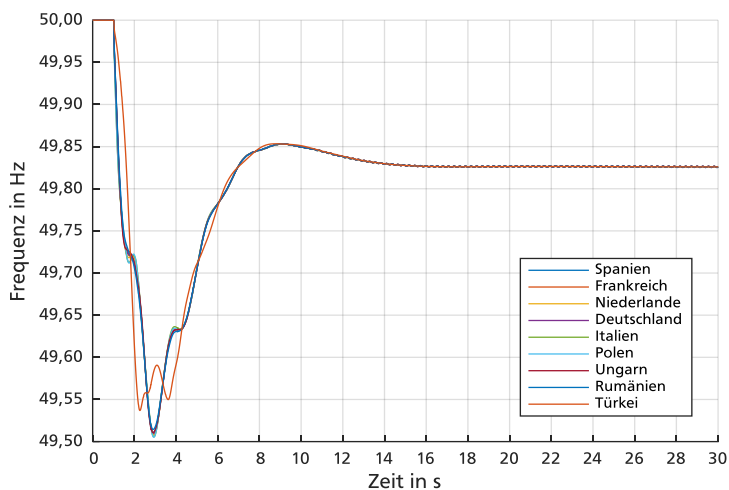


Abbildung A.18: Frequenzverläufe nach Ausfall von 3 GW Erzeugung im Extremszenario (b)

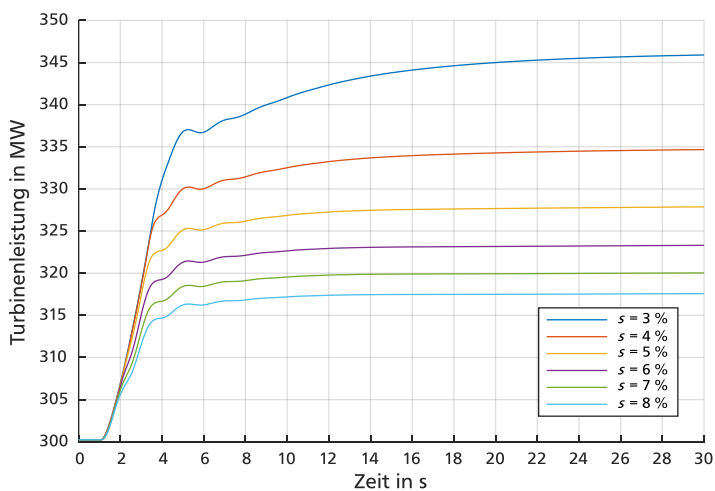


Abbildung A.19: Turbinenleistung eines 500-MVA-Kohleblocks infolge eines 3-GW-Erzeugungsausfalls für verschiedene Statikeinstellungen im Extremszenario (b)

## Ergebnisse Spannungsregloptimierung: Stückweise Optimierung des SEXS-Spannungsreglers im Neun-Bus-System

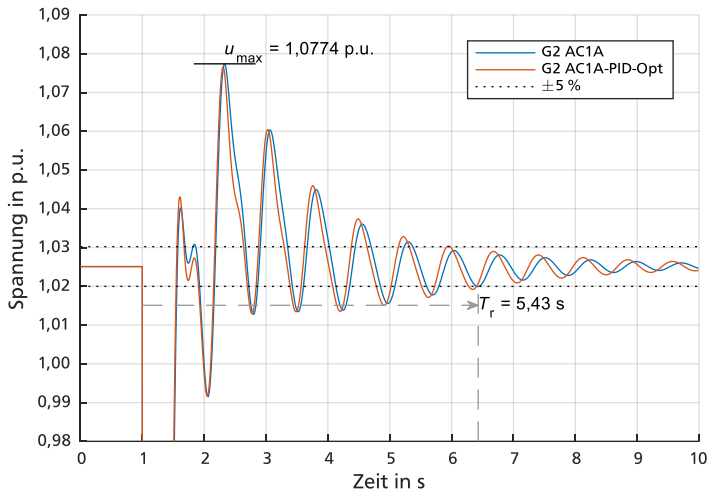


Abbildung A.20: Spannungsverlauf an Bus 2 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 7 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G2

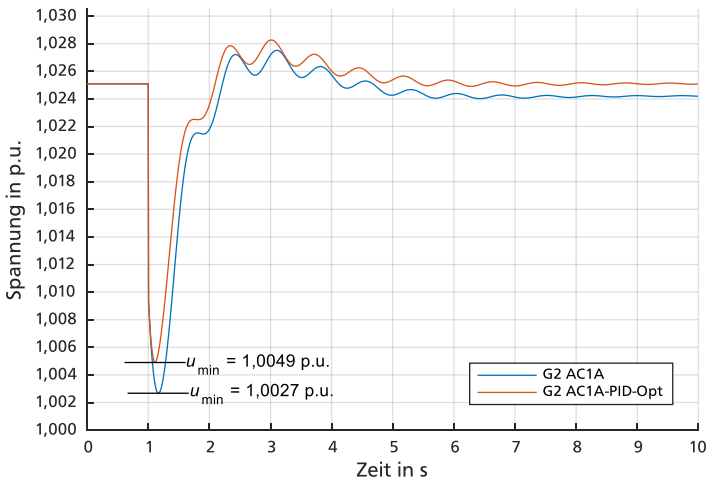


Abbildung A.21: Spannungsverlauf an Bus 2 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 7 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G2

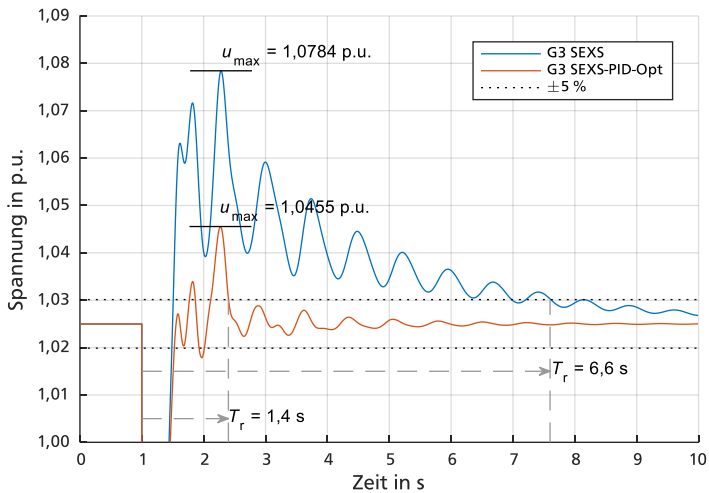


Abbildung A.22: Spannungsverlauf an Bus 3 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 9 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G3

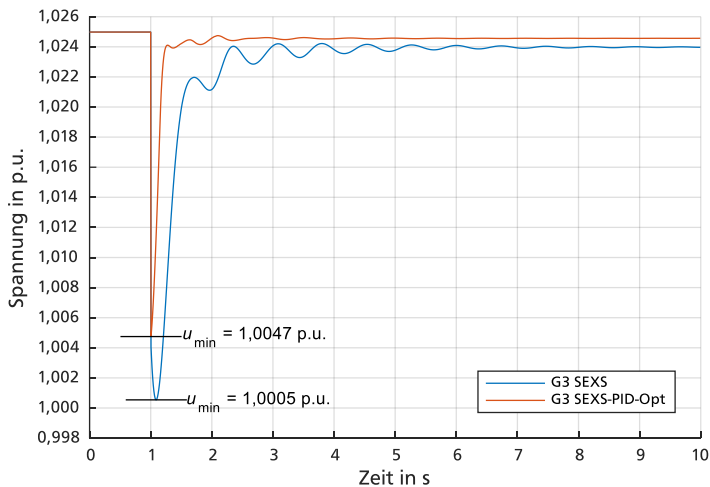


Abbildung A.23: Spannungsverlauf an Bus 3 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 9 bei Einsatz eines gemischt optimierten PID-Spannungsreglers in G3

## Ergebnisse Spannungsregleroptimierung: Spannungsverhalten zentraler Sammelschienen des Neun-Bus-Systems

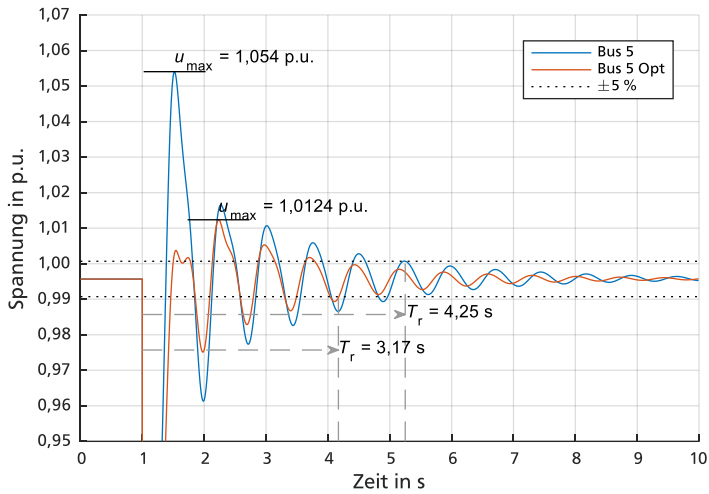


Abbildung A.24: Spannungsverlauf an Bus 5 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System

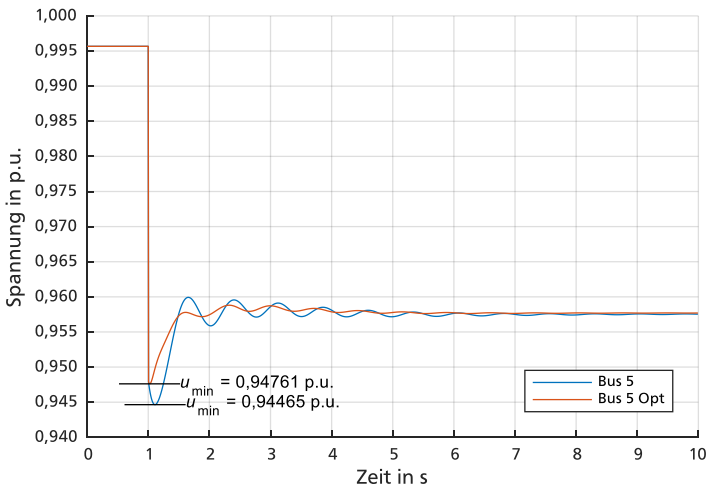


Abbildung A.25: Spannungsverlauf an Bus 5 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System



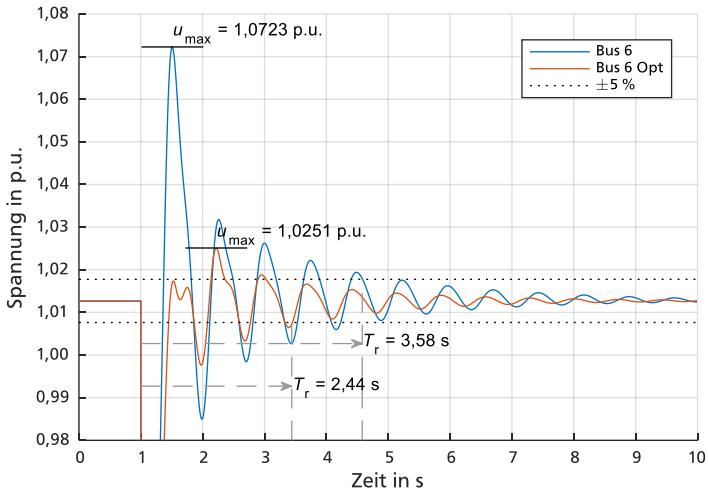


Abbildung A.26: Spannungsverlauf an Bus 6 aufgrund eines Kurzschlusses an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System

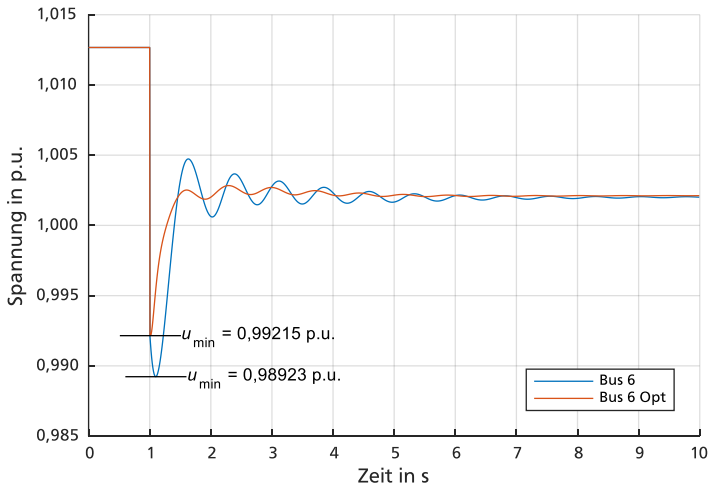


Abbildung A.27: Spannungsverlauf an Bus 6 aufgrund eines Lastsprungs an Bus 5 im ursprünglichen und im optimierten Neun-Bus-System

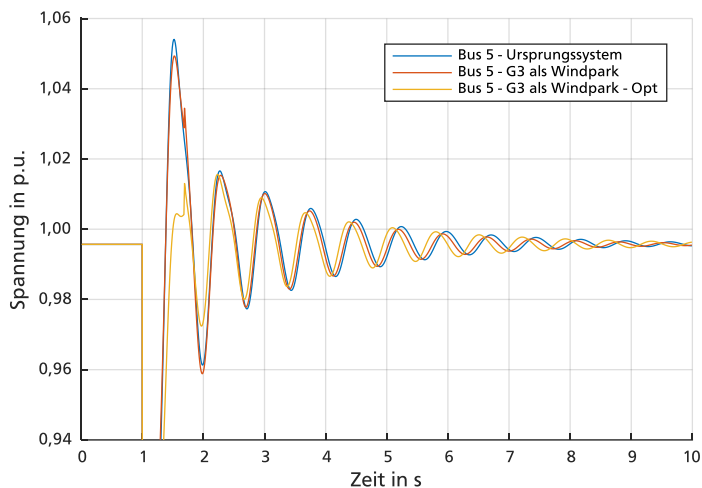


Abbildung A.28: Spannungsverlauf an Bus 5 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung

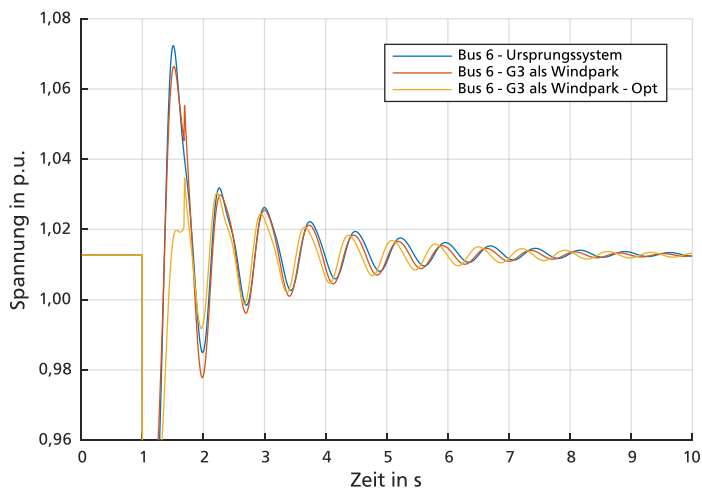


Abbildung A.29: Spannungsverlauf an Bus 6 infolge eines Kurzschlusses an Bus 5 im Ursprungssystem, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung

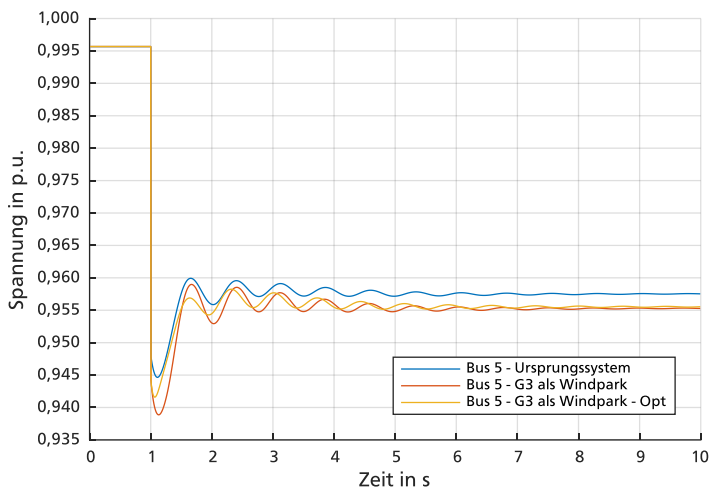


Abbildung A.30: Spannungsverlauf an Bus 5 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung

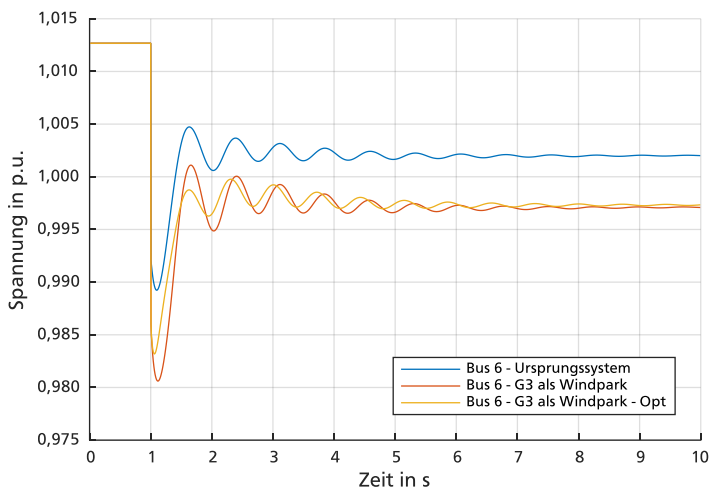


Abbildung A.31: Spannungsverlauf an Bus 6 infolge eines Lastsprungs an Bus 5 im Ursprungssystem, im Netz mit Windpark ohne und mit Spannungsregleroptimierung



## B Tabellen

Tabelle B.1: Modelldaten der Synchrongeneratoren der einzelnen Kraftwerke des kontinentaleuropäischen Netzmodells (Datenquelle: [44])

Parameter	Kern- kraft u. Kohle	Gas	Wasser
Bemessungsscheinleistung $S_{RG}$ in MVA	500/ 1000	200	200
Bemessungsspannung $U_{RG}$ in kV	21	21	21
Bemessungsleistungsfaktor $\cos \varphi_{RG}$	0,8 ind.	0,8 ind.	0,8 ind.
Ständerwiderstand $r_s$ in p.u.	0,002	0,001	0,004
Streureaktanz $x_l$ in p.u.	0,16	0,17	0,17
Längsreaktanz $x_d$ in p.u.	1,81	2	1,4
Querreaktanz $x_q$ in p.u.	1,76	1,9	0,9
Transiente Längsreaktanz $x'_d$ in p.u.	0,3	0,35	0,3
Transiente Querreaktanz $x'_q$ in p.u.	0,61	0,65	-
Subtransiente Längsreaktanz $x''_d$ in p.u.	0,22	0,25	0,2
Subtransiente Querreaktanz $x''_q$ in p.u.	0,25	0,28	0,3
Transiente Leerlaufzeitkonstante $T'_{d0}$ in s	7,8	6	7
Transiente Leerlaufzeitkonstante $T'_{q0}$ in s	0,9	0,7	-
Subtransiente Leerlaufzeitkonstante $T''_{d0}$ in s	0,022	0,015	0,02
Subtransiente Leerlaufzeitkonstante $T''_{q0}$ in s	0,074	0,058	0,04
Trägheitskonstante $H$ in MWs/MVA	4	6	3

Tabelle B.2: Modelldaten der Blocktransformatoren des kontinentaleuropäischen Netzmodells

Parameter	Wert
Bemessungsscheinleistung $S_{RT}$ in MVA	500
Bemessungsspannung OS $U_{RTOS}$ in kV	380
US $U_{RTUS}$ in kV	21
Relative Kurzschlussspannung $u_{kr}$ in %	10

Die Blocktransformatoren sind als verlustlos angenommen:  $u_{Rr} = 0 \%$ .

Tabelle B.3: Parametersatz des SEXS-Spannungsreglers  
für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell

Parameter	$K_A$ in p.u.	$T_A$ in s	$T_B$ in s	$T_E$ in s	$E_{\min}$ in p.u.	$E_{\max}$ in p.u.
Einstellwert	200	3	10	0,1	0	4

Tabelle B.4: Parametersatz des IEEE1-Turbinenreglers  
für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell

Parameter	Einstellwert
$K_{KW}$ in p.u./Hz	Je nach Statik
$T_1$ in s	0,2
$T_2$ in s	0
$T_3$ in s	0,1
$T_4$ in s	0,25
$T_5$ in s	4
$T_6$ in s	4
$T_7$ in s	0,4
$K_1$ in p.u.	0,22
$K_2$ in p.u.	0
$K_3$ in p.u.	0,22
$K_4$ in p.u.	0
$K_5$ in p.u.	0,3
$K_6$ in p.u.	0
$K_7$ in p.u.	0,26
$K_8$ in p.u.	0
$\dot{v}_{\min}$ in p.u./s	-0,1
$\dot{v}_{\max}$ in p.u./s	0,1
$v_{\min}$ in p.u.	0
$v_{\max}$ in p.u.	1

Tabelle B.5: Parametersatz des GGOV1-Turbinenreglers  
für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell

Parameter	Einstellwert
$K_{KW}$ in p.u./Hz	Je nach Statik
Lastreferenz in p.u.	1,2
$K_{Turb}$ in p.u.	1
$W_{fl}$ in p.u.	0,01
$K_{Pload}$ in p.u.	0,01
$T_{fload}$ in s	0,2
$T_{sa}$ in s	0,5
$T_{sb}$ in s	5
$T_a$ in s	0,1
$K_a$ in p.u.	10
$K_{imw}$ in p.u.	0
$T_{pelec}$ in s	2
Auswahl Statik Rückkopplung	Rückkopplungszweig hinter Ventil (mittlere Position)
$a_{set}$ in p.u./s	1
$K_{Pgov}$ in p.u.	5
$K_{Igov}$ in p.u.	0,05
$K_{Dgov}$ in p.u.	5
$T_{Dgov}$ in s	0,1
$T_{act}$ in s	0,1
$D_m$ in p.u.	0,001
flag (Brennstoffzufuhr)	0
$T_{eng}$ in s	0,01
$V_{min,closed}$ in p.u.	0
$V_{max,open}$ in p.u.	1

Tabelle B.6: Parametersatz des HYGOV-Turbinenreglers  
für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell

Parameter	Einstellwert
$K_{KW}$ in p.u./Hz	Je nach Statik
$T_r$ in s	3
$T_f$ in s	0,1
$T_g$ in s	0,2
$T_w$ in s	1
$A_t$ in p.u.	1
$D_{turb}$ in p.u.	0,01
$q_{nl}$ in p.u.	0,01
$r$ in p.u.	0,1
$g_{min,closed}$ in p.u.	0
$g_{max,open}$ in p.u.	1

Tabelle B.7: Parametersatz der Pendeldämpfungsgeräte (vgl. Abbildung A.1)  
für den Einsatz im kontinentaleuropäischen Netzmodell

Parameter	Einstellwert
$K$ in p.u.	Einstellwerte zwischen 10 und 50
$T$ in s	10
$T_1$ in s	0,5
$T_2$ in s	0,5
$T_3$ in s	0,05
$T_4$ in s	0,05
$H_{Lim}$ in p.u.	0,03



Tabelle B.8: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V2

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	4,80	2,00	0,80	-	0,80	8,40
② (FR)	25,60	1,60	-	-	-	27,20
③ (BE, NL)	1,60	4,00	-	3,20	-	8,80
④ (DK, DE)	-	2,40	2,80	-	-	5,20
⑤ (CH, IT)	1,60	6,00	-	3,20	1,28	12,08
⑥ (PL, CZ)	4,00	6,00	6,00	-	0,16	16,16
⑦ (AT, HU)	2,40	4,00	2,40	-	1,12	9,92
⑧ (RO, BG)	2,40	3,60	8,40	0,48	1,28	16,16
⑨ (TR)	-	4,80	12,00	1,28	1,28	19,36
<b>Gesamt</b>	<b>42,40</b>	<b>34,40</b>	<b>32,40</b>	<b>8,16</b>	<b>5,92</b>	<b>123,28</b>

Tabelle B.9: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V3a

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	4,80	-	0,80	-	0,80	6,40
② (FR)	24,00	0,80	0,00	-	-	24,80
③ (BE, NL)	1,60	2,00	2,00	-	-	5,60
④ (DK, DE)	-	1,60	1,60	-	-	3,20
⑤ (CH, IT)	1,60	6,00	-	-	1,28	8,88
⑥ (PL, CZ)	4,00	5,60	5,60	-	0,16	15,36
⑦ (AT, HU)	2,40	4,00	2,00	-	1,28	9,68
⑧ (RO, BG)	2,40	2,80	8,40	-	1,28	14,88
⑨ (TR)	-	4,80	12,00	0,80	1,28	18,88
<b>Gesamt</b>	<b>40,80</b>	<b>27,60</b>	<b>32,40</b>	<b>0,80</b>	<b>6,08</b>	<b>107,68</b>

Tabelle B.10: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V3b

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	4,80	-	-	2,24	0,80	7,84
② (FR)	19,20	-	-	4,64	-	23,84
③ (BE, NL)	1,60	-	-	5,92	-	7,52
④ (DK, DE)	-	0,80	-	2,08	-	2,88
⑤ (CH, IT)	1,60	1,20	-	5,12	1,28	9,20
⑥ (PL, CZ)	4,00	4,80	5,60	0,96	0,16	15,52
⑦ (AT, HU)	2,40	-	1,20	4,00	1,28	8,88
⑧ (RO, BG)	2,40	-	6,80	3,52	1,28	14,00
⑨ (TR)	-	-	11,20	6,24	1,28	18,72
<b>Gesamt</b>	<b>36,00</b>	<b>6,80</b>	<b>24,80</b>	<b>34,72</b>	<b>6,08</b>	<b>108,40</b>

Tabelle B.11: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V4a

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	1,60	0,80	-	-	0,48	<b>2,88</b>
② (FR)	19,20	-	-	-	-	<b>19,20</b>
③ (BE, NL)	0,80	2,80	-	-	-	<b>3,60</b>
④ (DK, DE)	-	0,40	1,60	-	-	<b>2,00</b>
⑤ (CH, IT)	0,80	2,80	0,00	-	1,28	<b>4,88</b>
⑥ (PL, CZ)	4,00	2,40	5,20	-	0,16	<b>11,76</b>
⑦ (AT, HU)	1,60	2,80	3,20	-	1,28	<b>8,88</b>
⑧ (RO, BG)	2,40	3,20	5,60	-	1,28	<b>12,48</b>
⑨ (TR)	-	4,40	12,00	-	1,28	<b>17,68</b>
<b>Gesamt</b>	<b>30,40</b>	<b>19,60</b>	<b>27,60</b>	<b>-</b>	<b>5,76</b>	<b>83,36</b>

Tabelle B.12: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion in Szenario V4b

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GVA</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	1,60	-	-	0,64	0,48	2,72
② (FR)	17,60	-	-	4,64	-	22,24
③ (BE, NL)	0,80	-	-	2,40	-	3,20
④ (DK, DE)	-	0,40	-	1,28	-	1,68
⑤ (CH, IT)	0,80	0,00	-	3,20	1,28	5,28
⑥ (PL, CZ)	4,00	2,40	4,80	0,96	0,16	12,32
⑦ (AT, HU)	1,60	-	0,40	4,00	1,28	7,28
⑧ (RO, BG)	2,40	-	4,00	3,52	1,28	11,20
⑨ (TR)	-	-	10,80	5,92	1,28	18,00
<b>Gesamt</b>	<b>28,80</b>	<b>2,80</b>	<b>20,00</b>	<b>26,56</b>	<b>5,76</b>	<b>83,92</b>

Tabelle B.13: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion im Extremwertszenario (a)

<b>Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW</b>						
<b>Region</b>	<b>Kern- kraft</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Gas</b>	<b>Wasser- kraft</b>	<b>Summe</b>
① (ES, PR)	0,80	1,60	-	-	-	2,40
② (FR)	6,40	0,00	-	-	-	6,40
③ (BE, NL)	-	1,60	-	0,32	-	1,92
④ (DK, DE)	-	2,40	-	-	-	2,40
⑤ (CH, IT)	-	1,60	-	0,96	-	2,56
⑥ (PL, CZ)	1,60	2,40	2,40	-	-	6,40
⑦ (AT, HU)	1,60	2,00	1,20	-	-	4,80
⑧ (RO, BG)	1,60	1,20	1,60	-	-	4,40
⑨ (TR)	-	4,40	6,00	-	-	10,40
<b>Gesamt</b>	<b>12,00</b>	<b>17,20</b>	<b>11,20</b>	<b>1,28</b>	<b>-</b>	<b>41,68</b>

Tabelle B.14: Aktuell netzgekoppelte konventionelle Erzeugungsleistung  
je Netzregion im Extremwertszenario (b)

Aktuell netzgekoppelte installierte Kraftwerkswirkleistung in GW						
Region	Kern- kraft	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas	Wasser- kraft	Summe
① (ES, PR)	-	0,40	-	-	-	0,40
② (FR)	3,20	-	-	-	-	3,20
③ (BE, NL)	-	0,80	-	-	-	0,80
④ (DK, DE)	-	1,20	-	-	-	1,20
⑤ (CH, IT)	-	0,40	-	0,96	-	1,36
⑥ (PL, CZ)	0,80	0,80	0,80	-	-	2,40
⑦ (AT, HU)	0,80	0,80	0,40	-	-	2,00
⑧ (RO, BG)	0,80	0,40	0,80	-	-	2,00
⑨ (TR)	-	4,40	6,00	-	-	10,40
<b>Gesamt</b>	<b>5,60</b>	<b>9,20</b>	<b>8,00</b>	<b>0,96</b>	<b>-</b>	<b>23,76</b>

Tabelle B.15: Einstellwerte des PSO in MATLAB für die Spannungsregloptimierung

Parameter	Einstellwert
Schwarmgröße $n_s$	30
Gewichtung des Bestwerts der Nachbarschaft $w_{\text{best},N}$	1
Gewichtung des eigenen Bestwerts $w_{\text{best},E}$	2
Mindestgröße einer Nachbarschaft $n_{N,\min}$	0,25 $n_s$
Maximale Iterationen $i_{\max}$	300
Maximale Stagnation $c_{\max}$	150
Maximales Stagnationsintervall $\Delta t_{\max}$	unendlich
Maximale Zeitdauer $T_{\max}$	unendlich
Bereich der Trägheit $J$	[0,01; 1,1]

Die Einstellwerte des PSO sind einheitenlos. Die Benennung nach physikalischen Größen entstammt der Analogie des sich im Raum bewegenden Partikelschwarms.

Tabelle B.16: Verwendeter Parametersatz des ST1A-Spannungsreglers

Parameter	Einstellwert
$T_B$ in s	0,5
$T_C$ in s	0,1
$T_{B1}$ in s	0,5
$T_{C1}$ in s	1
$K_A$ in p.u.	200
$T_A$ in s	0,05
$K_C$ in p.u.	0,01
$K_F$ in p.u.	0,01
$T_F$ in s	1,2
$K_{LR}$ in p.u.	1
$I_{LR}$ in p.u.	1
$E_{\min}$ in p.u.	-4
$E_{\max}$ in p.u.	4



Tabelle B.17: Verwendeter Parametersatz des AC1A-Spannungsreglers

Parameter	Einstellwert
$T_B$ in s	0
$T_C$ in s	0
$K_A$ in p.u.	200
$T_A$ in s	0,02
$T_E$ in s	0,8
$K_F$ in p.u.	0,03
$T_F$ in s	1
$K_C$ in p.u.	0,2
$K_D$ in p.u.	0,38
$K_E$ in p.u.	1
$E_1$ in p.u.	3,9
$S_{E1}$ in p.u.	0,1
$E_2$ in p.u.	5,2
$S_{E2}$ in p.u.	0,5
$V_{Amin}$ in p.u.	-99
$V_{Amax}$ in p.u.	99
$U_{Rmin}$ in p.u.	-6,6
$U_{Rmax}$ in p.u.	7,3

Tabelle B.18: Sammelschienenspannungen des initialen Lastflusses im Neun-Bus-System

Sammelschiene	Spannung in p.u.
Bus 1	1,0399
Bus 2	1,0251
Bus 3	1,0250
Bus 4	1,0258
Bus 5	0,9957
Bus 6	1,0127
Bus 7	1,0258
Bus 8	1,0159
Bus 9	1,0324

Tabelle B.19: Leistungsflüsse des initialen Lastflusses im Neun-Bus-System

Betriebsmittel	$P$ in MW	$Q$ in Mvar
G1 <sup>1)</sup>	71,64	27,02
G2	163,00	6,70
G3	85,00	-10,89
Last A <sup>2)</sup>	125,00	50,00
Last B	90,00	30,00
Last C	100,00	35,00
Leitung 4-5 <sup>2) 3)</sup>	-40,67	-38,66
Leitung 4-6	-30,54	-16,55
Leitung 5-7	-84,33	-11,34
Leitung 6-9	60,81	-18,08
Leitung 7-8	76,37	-0,76
Leitung 8-9	-24,10	-24,26

1) Generatorleistungen sind im Erzeuger-Zählpfeilsystem angegeben.

2) Leistungen von Lasten und Leitungen sind im Verbraucher-Zählpfeilsystem angegeben.

3) Leistungsflüsse auf den Leitungen werden auf der Seite der erstgenannten Sammelschiene angegeben

---

## C Wissenschaftlicher Werdegang

---

### Persönliche Daten

Name	Henning Zimmer
Geburtstag	04. Juni 1984
Geburtsort	Berlin-Neukölln
Familienstand	verheiratet, 2 Kinder

### Beruflicher Werdegang

Seit Mai 2017	<b>Projektingenieur - Sonderprojekte</b> Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, Frankfurt a.M.
Januar 2012 - April 2017	<b>Wissenschaftlicher Mitarbeiter</b> Technische Universität Darmstadt Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien, Prof. J. Hanson
November 2010 - Dezember 2011	<b>Freier Mitarbeiter</b> ARVEA NP GmbH, Erlangen

### Studium

Oktober 2003 - Juli 2010	<b>Studium der Elektro- und Informationstechnik</b> Technische Universität Darmstadt Abschluss: Dipl.-Ing. Elektro- und Informationstechnik
September 2008 - Juni 2009	<b>Erasmus Austauschstudium</b> University College Cork, Irland

### Schulische Ausbildung

2000 - 2003	<b>Feldbergschule Oberursel</b> , Wirtschaftsgymnasium Abschluss: Allgemeine Hochschulreife
1994 - 2000	<b>Taunusgymnasium Königstein</b>
1992 - 1994	<b>Grundschule Schloßborn</b>
1990 - 1992	<b>Grundschule Erbach</b>